



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

TONI MANNINEN
CARUNA OY:N LÄNSI-UUDENMAAN ALUEEN 10 KV:N JAKELU-
VERKON KEHITTÄMINEN

Diplomityö

Tarkastaja: professori Pekka Verho
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 3. kesä-
kuuta 2015.

TIIVISTELMÄ

Tampereen teknillinen yliopisto
Diplomityö, 45 sivua, 7 liitesivua
Lokakuu 2016
Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Pääaine: Sähköenergia
Tarkastaja: professori Pekka Verho

Tämän diplomityön tavoitteena oli laatia Caruna Oy:n Länsi-Uudenmaan alueen 10 kV keskijänniteverkolle kehittämissuunnitelma. Työssä käsitellään yleisellä tasolla 10 kV jakelujännitteen haasteita sekä luodaan käytännön toteutussuunnitelma verkon jännitetason nostamisesta 20 kV jakelujännitteelle.

Työssä tarkastellaan tekijöitä, jotka vaikuttavat päätökseen lähteä nostamaan olemassa olevan verkon jakelujännitettä. Samalla käsitellään alueen jakeluverkon nykytilaa sekä tulevaisuuden kasvunäkymiä. Vertailtaessa tarkasteltavaa kohdetta muihin jakelujännitteenmuutosprojekteihin, huomataan alueellisten erityispiirteiden vaikutus jännitevaihdon toteutuksessa.

Sähkömarkkinalain uudistus tuo oman näkökulman verkkoon tehtävien töiden osalta. Tässä työssä huomioidaan toimitusvarmuusinvestointien takia tehtävät toimenpiteet, mutta ei varsinaisesti sisällytetä niiden yhteydessä tehtäviä verkonrakennusprojekteja tähän kokonaisuuteen.

Tarkasteluissa jännitteenlaatu sekä korvaustilanteidenhallinta nousevat keskeiseksi osaksi tämän työn sisältöä. Näiden kahden osa-alueen perusteella tullaan määrittelemään kohteet, joissa jännitteenvaihdolla saavutettaisiin kaikista suurimmat hyödyt. Alueet tullaan jakamaan sähköasemakohtaisesti sellaiseen järjestykseen, jossa jännitevaihto pystytään toteuttamaan mahdollisimman sujuvasti. Tärkeänä osana on varayhteyksien säilyttäminen mahdollisimman toimivina koko jännitevaihtoprojektin ajan. Työssä esitetään myös tilapäisiä ratkaisuja edesauttamaan jännitevaihdon toteutusta. Kaikki väliaikaisratkaisuissa käytettävät komponentit pyritään hyödyntämään verkon lopullisessa käyttötilanteessa.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master`s Degree Programme in Electrical Energy Engineering

Manninen, Toni: Development plan of 10 kV medium voltage electric network for Caruna Oy in Länsi-Uusimaa area.

Master of Science Thesis, 45 pages, 7 attachmet pages.

April 2016

Examiner: Professor Pekka Verho

Keywords: 10 kV, medium voltage network, rural network, voltage level.

The goal of this thesis was to create a development plan for the Caruna Oy 10 kV medium voltage network in Länsi-Uusimaa area. The target is that the whole 10 kV network would finally operate at 20 kV voltage level like the surrounding network.

At firs in this M. Sc. thesis is analyzed the present state of the 10 kV network. There is five electric stations witch are connected to each other. After finding areas that needs the most attention there is created a plan that covers the voltage transformation in order where it is needed most.

The biggest reason for raising the voltage at the moment level is to cover voltage reduction and substitution situations. When voltage level is raised it opens new connections to the surrounding network operating at 20 kV. Also one of the goals is to fulfill the demands of the law presented in 2013 for network interruption times.

Almost all components in the network at the moment are capable of dealing whit 20 kV voltage accept transformers. At the moment when building medium voltage network in the area, all components that are used operates at 20 kV voltage level.

In this thesis are also presented some temporary solutions for the transformation proses. All components that are needed in these temporary solutions are selected thinking the networks final state. Every component will be used in some parts of the network after voltage transformation is finished.

ALKUSANAT

Tämä diplomityön on mahdollistanut Caruna Oy jakeluverkot.

Työn tarkastajana on toiminut Tampereen Teknilliseltä Yliopistolta Pekka Verho, kiitos hänelle hyvistä neuvoista työn aikana.

Caruna Oy:n puolesta työn ohjaajana on toiminut Tony Fagerström. Kiitän häntä mielenkiintoisen diplomityöaiheen järjestämisestä sekä selkeistä ohjeista ja tavoitteista työn edetessä. Kiitos myös kaikille niille Caruna Oy:n työntekijöille keitä vaivasin kysymyksillä työni aikana.

Lohjalla 26.10.2016

Toni Manninen

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
1.1	Alueen 10 kV verkon kehittyminen	2
2.	JÄNNITTEENVAIHDON REUNAEHDOT	3
2.1	Sähkömarkkinalain asettamat vaatimukset	3
2.2	Sähkön laatu	4
2.2.1	Jännitteenalenema	4
2.2.2	Nopeat jännitemuutokset	5
2.3	Johtimien häviöt	6
2.3.1	Muuntajahäviöt	6
2.4	Kasvuennuste	7
2.5	Olemassa olevan jakeluverkonverkon saneeraustarve	8
2.5.1	Verkon nykykäyttöarvon määrittäminen	8
2.6	Jännitteenvaihdon kustannusten arviointi	9
2.7	Työturvallisuus	9
2.8	Logistiikka	11
2.9	Jakelujännitteen vaihto tutkimusongelmana	11
3.	TOIMITUSVARMUUS	13
3.1	Keskeytyskustannukset	13
3.2	Laatukannustin	14
3.3	Suunnitellut keskeytykset	16
3.4	Keskeytykset häiriötilanteissa	16
3.4.1	Pitkä sähkökatko haja-asutusalueella	17
3.4.2	Sähkökatko maaseututaajamassa	17
4.	JÄNNITTEENVAIHDON KÄYTÄNNÖN TOTEUTUS	18
4.1	Verkon nykytilan selvitys	18
4.2	ORS sähköaseman verkko	19
4.2.1	ORS sähköaseman häiriötilanteet	20
4.2.2	Toimenpiteet ORS sähköasemalla toteutettaville muutoksille	21
4.3	LBY sähköaseman verkko	22
4.3.1	LBY sähköaseman verkon jännitteenvaihdon käytännön toimenpiteet	22
4.4	BRO sähköaseman verkko	26
4.4.1	Bro keskeytystilanteiden nykytila	27
4.4.2	Toimenpiteet verkon muutoksille BRO sähköasemalla	28
4.4.3	Uuden yhteyden käytännön toteutus	29
4.4.4	BRO sähköaseman muutos kokonaisuudessaan 20 kV jakelujännitteelle	30
4.5	SNA sähköaseman verkko	33
4.5.1	SNA sähköaseman verkon jännitteenvaihdon käytännön toimenpiteet	35

4.6	LAP sähköaseman verkko	38
4.7	Millä aikataululla jännitevaihto kannattaa suorittaa.....	41
5.	YHTEENVETO	43
5.1	Työn arviointi.....	44
	LÄHTEET	46

LIITE A: KAAVIOKUVA VUODEN 1993, 10 KILOVOLTIN VERKON TILAN-
TEESTA LOHJAN SÄHKÖ OY:N JAKELUALUEELLA

LIITE B: SÄHKÖNJAKELUVERKON KOMPONENTTIEN YKSIKKÖHINNAT 2015

LYHENTEET JA MERKINNÄT

AHXWP	alumiinijohtiminen PEX eristeinen maakaapeli
BRO	Bromarvin sähköasema
I	virta
KJ	keskijännite
km	kilometri
kpl	kappale
kV	kilovoltti
JHA	jälleenhankinta-arvo
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
KHI	kuluttajahintaindeksi
kVA	kilovolttiampeeri
kW	kilowatti
kWh	kilowattitunti
<i>l</i>	pituus
LAP	Lappvikin sähköasema
LBY	Lindsbyn sähköasema
MVA	megavoltiampeeri
MWh	megawattitunti
NKA	nykykäyttöarvo
ORS	Orsin sähköasema
P	pätöteho
R	resistanssi
S	näennäisteho
SNA	Snappertunan sähköasema
U	jännite
€	euro
φ	vaihesiirtokulma

ALAINDEKSIT

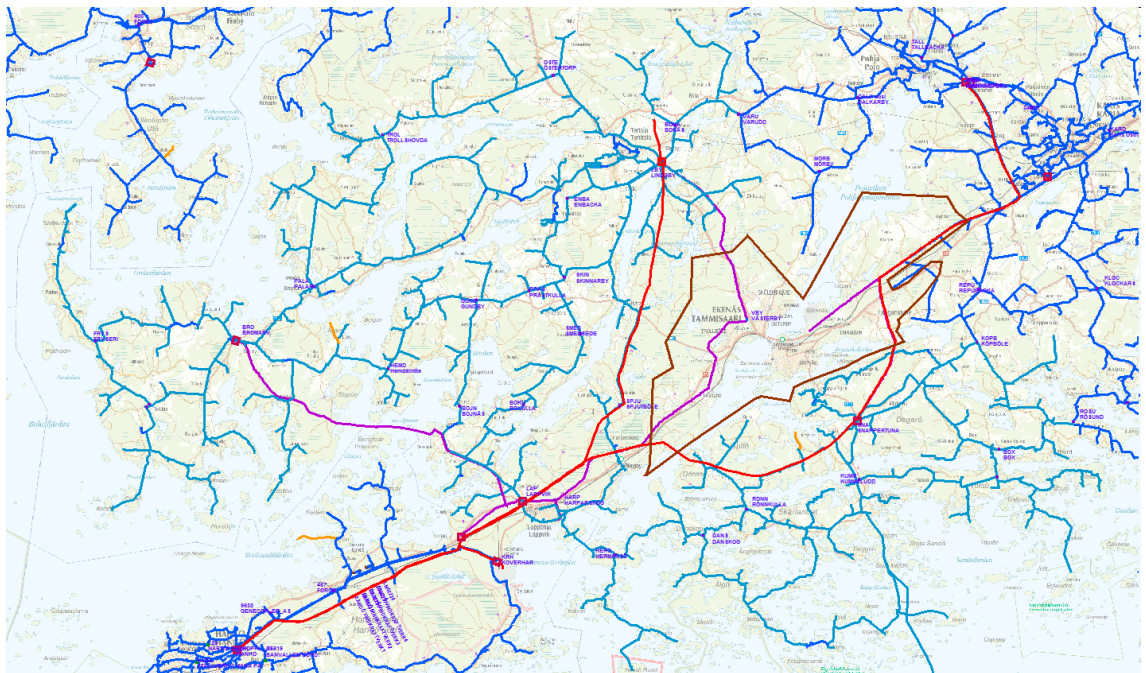
AJK	aikajälleenkytkentä
h	häviöt
johd	johdin
k	kuormitus
kn	kuormitus nimellisellä kuormalla
kok	kokonais
n	nimellinen
PJK	pikajälleenkytkentä
t	aika
0	tyhjäkäynti

1. JOHDANTO

Tämä opinnäytetyö on tehty Suomen suurimman sähkönsiirtoon keskittyvän verkkoyhtiön Caruna Oy:n (Caruna) jakeluverkkoon. Caruna vastaa tällä hetkellä noin 640 000 asiakkaan sähkönsiirrosta Etelä-, Lounais- ja Länsi-Suomessa, Joensuussa, Koillismaalla sekä Satakunnassa.

Diplomityön tavoitteena on Länsi-Uudenmaan alueen 10 kV verkon (Kuva 1) analysointi 5 sähköaseman alueella. Tarkoitus on rajata verkosta sähköteknisesti sekä luotettavuuden kannalta kriittiset lähdöt ja arvioida eri vaihtoehdot niihin tehtävistä toimenpiteistä.

Toisena osana on tarkastella verkon muuntamista 20 kV jännitetasoon. Missä järjestyksessä toimenpiteitä on kannattavaa tehdä, mitä hyötyjä saavutetaan sekä millaisilla keinoin jännitteenvaihtoon kannattaa varautua muiden verkostotöiden yhteydessä?



Kuva 1 Vaaleansinisellä on väritetty Länsi-Uudenmaan alueella sijaitseva Carunan 10 kV jakeluverkko.

1.1 Alueen 10 kV verkon kehittyminen

Luonnollisesta kehityksestä johtuen on työssä käsiteltävän jakeluverkon alueella ollut käytössä useita eri jännitetasoja. Jatkuva uusien tekniikoiden käyttöönotto sekä kuormitusten kasvu ovat ajaneet taloudellisten seikkojen kanssa käsi kädessä kohti nykyistä tilannetta.

Lohjan Kalkkitehdas Ab:llä oli alun perin tehdasalueen jännitetasona 3 kV Virkkalassa. Tästä johtuen ympäröivän alueen jakeluverkko toteutettiin 3 kV jännitetasolla. Vuoteen 1936 asti 3 kV oli alueella ainoana käytössä oleva keskijännitetaso, jonka jälkeen otettiin käyttöön 6 kV jakelujännite. Voidaan sanoa, että tuohon asti alueen jakeluverkossa on ollut käytössä jännitetasot 20 kV, 3 kV ja 0,4 kV. 20 kV jännitetasoa käytettiin pidempien matkojen siirtojännitteenä. Vaikka 10 kV jännitetaso otettiin käyttöön jo kolme vuotta myöhemmin 1939, rakennettiin iso-osa verkkoa vielä 6 kV jännitetasolla Karjaalla, Pohjassa, Inkoossa, Siuntiossa ja Tammisaaren saaristossa.

Kuormitusten kasvaessa jännitetasoa nostettiin asteittain. Viimeinen 3 kV linja poistettiin käytöstä 1975 Ojamon muuntoasemalta, ja viimeinen 6 kV verkko korvattiin 10 kV jännitetasolla Skogbyssä vuonna 1983. Vuonna 1966 sähkölaitos aloitti ostot Imatran voimalta 20 kV jakelujännitteellä Keskilohjan sähköasemalta. Tästä eteenpäin 20 kV jakelujännite alkoi yleistyä hitaasti. Vuoden 1987 ennätyskylmän talven jälkeen päätettiin jännitteenvaihtoa 20 kV jännitetasolle nopeuttaa. Vuonna 1994 jännitetaso oli nostettu 20 kV tasolle 55 %:lla silloisella Lohjan sähkön yhtiön alueella (Lars-Christian Bärlund, 2003).

Liitteenä olevassa kaaviokuvassa (Liite A) on dokumentoituna Lohjan Sähkö Oy:n 10 kV jakeluverkko vuonna 1993. Tämän jälkeen jännitevaihto on edennyt vaiheittain Virkkalasta Karjaan suuntaa kohti nykytilaa. Viimeisimpinä kokonaisuudessaan 20 kV jakelujännitteelle muutettuja sähköasemina ovat Karis Västra ja Karis Östra. Näiden jälkeen on vielä vuonna 2013 muutettu puolet Ors sähköaseman verkosta 20 kV jakelujännitteelle, joka on yhtenä viidestä tämän diplomityön piirissä käsiteltävistä sähköasemista.

2. JÄNNITTEENVAIHDON REUNAEHDOT

Nykypäivän yhteiskunta on erittäin riippuvainen hyvänlaatuisesta ja keskeytyksettömästä sähkön toimituksesta. Rakennettavien jakeluverkkojen teknis-taloudellinen elinikä on 30–50 vuotta. Tänään rakennettava verkko tulee siis olla toiminnassa vielä vuonna 2055. Verkon kehittäminen on siten hyvin pitkäjännitteistä toimintaa ja siksi jakeluverkon oikean rakenteen valinnalla ja tekniikan kehittämisellä voidaan ajan saatossa saavuttaa suuriakin taloudellisia etuja.

2.1 Sähkömarkkinalain asettamat vaatimukset

1.9.2013 voimaan tulleesta sähkömarkkinalaissa pyritään lyhentämään asiakkaiden kokemaa keskeytysaikoja. Jakeluverkon keskeytykset eivät myrskyn tai lumikuorman seurauksena saa kestää asemakaava-alueella yli 6 tuntia tai haja-asutusalueella yli 36 tuntia. Nämä vaatimukset jakeluverkon haltian on täytettävä asteittain vuoden 2028 loppuun mennessä. Vuoteen 2020 mennessä 50 %, vuoteen 2024 mennessä 75 % ja vuoden 2028 loppuun mennessä 100 % verkkoyhtiön asiakkaista on oltava asetetun keskeytysaikavoitteen piirissä (Finlex, 2013).

Energiateollisuuden keräämän tilaston vuodelta 2013 perusteella vian kesto jakeluverkon asiakasta kohden oli maaseudulla 10,51h, taajamassa 1,58h, ja cityalueella 0,24h (Energiateollisuus, 2014). On kuitenkin huomioitava jakeluverkon, etenkin ilmajohtoverkon herkkyyksien ilmastollisille vaikutuksille. Jo yksittäisen myrskyn vaurioittaessa ilmajohtoverkkoa laajalla alueella, venyvät asiakkaiden kokemat keskeytysajat pitkiä.

Jotta vaadittava luotettavuustaso saavutetaan, on jakeluverkon metsässä kulkevat ilmajohtoverkot maakaapeloitava tai vähintään siirrettävä kulkemaan teiden varsille. Myös verkon automaatiolla pystytään vaikuttamaan keskeytyksien laajuuteen sekä vikakohteiden paikallistamiseen. Tällä hetkellä yleisemmin vianhoidossa vikojen rajaamisessa käytettävät komponentit, ovat kaukokäytettävät erottimet, pienet verkossa sijaitsevat katkaisija-asemat sekä vikailmaisimet, joista pystytään tulkitsemaan vikavirran kulkua ja täten käyttämään tietoa vikapaikan paikallistamisessa. Näiden komponenttien toimintaa pystytään ohjaamaan suoraan valvomosta käsin. Ne eivät kuitenkaan yksistään riitä vaan tarvitaan myös riittävän laajat varasyöttöyhteys mahdollisuudet, jotta vikojen rajaus saadaan toimimaan mahdollisimman tehokkaasti. Varasyöttöyhteysluontia pystytään merkittävästi helpottamaan poistamalla eri jännitetasoja jakeluverkosta.

2.2 Sähkön laatu

Jakeluverkon kannalta tärkeimpiä sähkönlaatuun liittyviä kriteereitä ovat toimitusvarmuus, jännitteen pysyminen sallituissa rajoissa sekä riittävä oikosulkuvirta suojauksen toteuttamiseksi. Jännitteen alenema on harvaanasutuilla maaseutulähdöillä yleensä kriittisempi mitoituskriteeri kuin verkon kuormitettavuus. Kun esimerkiksi normaaleilla avojohtopoikkipinnoilla kuljetetaan johtimen suurinta sallittua tehoa, jää 4 % jännitteenaleneman salliva siirtoetäisyys alle kolmeen kilometriin (Lakervi *et al*, 2009).

2.2.1 Jännitteenalenema

Jakeluverkon jännitteenalenema muodostuu keskijännitejohtimesta, muuntajasta, pienjännitejohtimesta sekä johdolla siirrettävästä tehosta. Tässä työssä tullaan keskittymään pelkästään keskijänniteverkossa tapahtuviin jännitemuutoksiin, jotka näkyvät suoraan kuluttajilla. Esimerkiksi Dyn kytkentäisen keskijänniteverkossa sijaitsevan jakelumuuntajan ensiöpuolella tapahtuvat jännitemuutokset näkyvät suhteellisesti yhtä suurina muutoksina toisiopuolen jännitteessä. Johdolla tapahtuva jännitealenema on esitetty yhtälössä (1).

$$U_{johd} = \sqrt{3} \times I \times l \times (R_{johd} \times X_{johd}) \quad (1)$$

missä,

U_{johd}	=	Johtimen jännitealenema
I	=	Johtimen virta
l	=	Johtimen pituus
R_{johd}	=	Johtimen resistanssi
X_{johd}	=	Johtimen reaktanssi

Pienjänniteverkkoon kytkeytyneen asiakkaan normaalin käyttötilanteen jännitetasoon pystytään vaikuttamaan muuntajakoneilla sijaitsevilla väliottokytkimillä. Ne eivät kuitenkaan toimi automaattisesti ja siten soveltu aktiiviseen jännitesäätöön, vaan säätö täytyy suorittaa manuaalisesti, jokaisella muuntajalla erikseen. Sähköasemilla sijaitsevien, automaattisesti jännitettä säätävien, käämikytkinten ansiosta eivät suurjänniteverkossa tapahtuvat jännitemuutokset näy asiakkailla.

Keskijänniteverkon normaalissa käyttötilanteessa, 10 minuutin mittausjaksolla, jännitetason vaihtelu ei saisi ylittää 10 % (SFS-EN 50160). Carunan keskijännite jakeluverkossa jännitteen aleneman enimmäisarvona käytetään normaalitilanteessa 4 % ja varasyöttöti-

lanteessa 8 % (Tekninen ohje - sähköjakeluverkon suunnitteluperiaatteet, 2012). Jakeluverkon laajuuden huomioiden tarkastelut käsin laskemalla olisivat todella työläitä. Tarkastelut jännitteen alenemasta suoritetaan Trimble Nis verkkotietojärjestelmällä. Samalla pystytään simuloimaan eri varasyötilanteet. Tarkasteltavalla alueella jännitealenema on merkittävin tekijä mihin jännitevaihdolla pystytään vaikuttamaan. Taulukossa on esimerkiksi esitettynä Snappertunan sähköasemalla tehtyjen laskentojen tulokset jakeluverkon jännitealenemasta ja häviöistä, ennen sekä jälkeen jakelujännitteen noston (Taulukko 1).

	Häviöt 10 kV, kW	Häviöt 20 kV, kWh	Jännitealenema % 10 kV	Jännitealenema % 20 kV
SNA-J05	37,84	12,81	4,37	0,68
SNA-J06	12,20	2,88	3,16	0,75
SNA-J07	17,75	4,18	4,16	0,99
SNA-J08	10,34	2,44	1,06	0,25
SNA-J09	59,10	13,46	7,68	1,80
yht.	137,23	35,77		

Taulukko 1 Taulukossa on esitettynä Snappertunan sähköasemalle tehtyt laskelmat lähdöittäin jännitevaihdon vaikutuksesta verkon häviöihin sekä jännitealenemaan. Suurin jännitealenema tällä hetkellä on SNA-J09 lähdöllä 7,68 %.

Nostamalla jakelujännitettä saadaan aikaiseksi merkittäviä parannuksia jännitteenlaatuun. Tarkasteltavalla 10 kV verkkoalueella, jakelujännitteen nostolla, selvittää tällä hetkellä kaikista jännitealenemaan liittyvistä ongelmista. Tämä helpottaisi verkon tilannetta merkittävästi myös korvaustilanteissa.

2.2.2 Nopeat jännitemuutokset.

Jakeluverkon nopeat jännitemuutokset johtuvat pääsääntöisesti verkon kuormitusten suhteellisen suurista muutoksista eli kytkennöistä tai vioista. Nopeat jännitemuutokset (välkyntä), jotka pysyvät 10 % vaihteluvälin sisällä voivat rikkoa elektroniikkaa sekä näkyä lampun välkyntänä. Jakelujännitteen nosto lisää jakeluverkon jännitejähkyä ja siten osaltaan pienentää kytkennöistä johtuvia välkyntä ongelmia.

Jännitekuopaksi luokitellaan äkillinen jännitetason muutos jolloin jännitteen suuruus on yli 1 % ja alle 90 % nimellisjännitteestä. Jännitekuoppia voi jakeluverkossa aiheutua suurien oikosulkumoottoreiden käynnistyksen yhteydessä, mutta suurin osa aiheutuu verkon oikosulkuvioista (Elovaara *et al*, 2011).

2.3 Johtimien häviöt

Kun siirrytään käyttämään suurempaa jakelujännitettä, tarvitaan saman tehomäärän siirtoon pienempi virta yhtälön (2) mukaan. Tämä myös pienentää virrasta riippuvia häviöitä. Kun jännitevaihdon tapauksessa jännitetaso tuplataan, laskee virran arvo puoleen.

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi \quad (2)$$

missä,

P	=	siirrettävä teho
I	=	virta
U	=	pääjännite
$\cos \varphi$	=	tehokerroin

Johdolla syntyvät pätötehohäviöt ovat verrannollisia virran neliöön yhtälön (3) mukaan.

$$P_h = 3 \times R \times I^2 \quad (3)$$

missä,

P_h	=	johdolla syntyvät häviöt
R	=	johtimen resistanssi
I	=	johtimessa kulkeva virta.

Tästä johtuen nostettaessa verkon jakelujännite kaksinkertaiseksi, putoaa johtimen häviöt neljäsosaan.

2.3.1 Muuntajahäviöt

Muuntajan kustannukset kasautuvat kahdesta eri osasta, investointi- ja käyttökustannuksista. Investointikustannukset koostuvat muuntajakoneen hankinnasta ja asentamisesta verkkoon. Muuntajassa ei ole liikkuvia osia, joten sen ylläpito ei vaadi suuria huoltotoimenpiteitä. Jakeluverkkokäytössä ei normaalitilanteissa muuntajan pitoaikana tarvitse suorittaa erillisiä huoltotoimenpiteitä. Käyttökustannukset koostuvatkin siten pääosin muuntajan häviöistä.

Muuntajakoneessa on kahdenlaisia häviöitä. Tyhjäkäyntihäviöt ovat hystereesi- ja pyörrevirtahäviöitä. Tyhjäkäyntihäviöt P_0 riippuvat jännitteestä, mutta ei kuormituksesta ja ovat siten vakiot. Ne syntyvät aina muuntajan ollessa kytkeytyneenä verkkoon. Tyhjäkäyntihäviöt ilmoitetaan muuntajan kilpiarvoissa.

Kuormitus- eli virtalämpöhäviöt P_k puolestaan syntyvät muuntajaa kuormitettaessa käämien vastuksista virran vaikutuksesta. Muuntajakoneen kilpiarvoissa tyypillisesti ilmoitetaan kuormitushäviöt muuntajakoneen ollessa nimelliskuormassa. Tästä arvosta pystytään laskemaan yhtälön (4) avulla kuormitushäviöt kuormalle S (Juha Setälä, 2005).

$$P_k = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \times P_{kn} \quad (4)$$

missä,

P_k = muuntajan kuormitushäviöt

S = kuorman teho

S_n = muuntajan nimellisteho

P_{kn} = muuntajan kuormitushäviöt nimellisellä kuormalla.

Muuntajan kokonaishäviöt saadaan siis yhtälöstä (5).

$$P_{kok} = P_0 + P_k \quad (5)$$

missä,

P_{kok} = muuntajan kokonaishäviöt

P_0 = muuntajan tyhjäkäyntihäviöt

P_k = muuntajan kuormitushäviöt.

2.4 Kasvuennuste

Sähkön kulutus on Suomessa kasvanut aina 1970 luvulta lähtien. Kulutuksen kasvun ennustaminen onkin tärkeä osa jakeluverkon suunnittelua ja mitoitusta. Verkoston mitoituksen kannalta oleellinen tieto on huipputeho, joka määrittää johdon termisen mitoituksen. Jakeluverkossa on kuitenkin tyypillisesti käytetty vuosienergioita, joiden perusteella kullekin asiakastyypille saadaan luotua kuormituskäyrä. Profiloimalla samankaltaisten asiakkaiden sähkönkulutusta (maatila, sähkölämmitettävä omakotitalo, kerrostalo, jne...), voidaan riittävällä tarkkuudella ennustaa sähkönkäyttäjän kuormitusta ilman jatkuva-aikaista tehomittauksia. Tämä on kuitenkin muuttumassa lähiaikoina ”älykkäiden” energiamittareiden tuottaessa reaaliaikaista dataa asiakkaiden sähkönkulutuksesta (Elovaara *et al*, 2011).

Jännitevaihdon tarkastelun piirissä olevan verkon alueella, kasvu tulee seuraavan 10-20 vuoden aikana pääasiassa kesämökkien lisävarustelun sekä peruslämmityksen yleistymisestä. Alueilla on myös odotettavissa pienimuotoista kaavoitusta. Teollisuuden tarpeisiin

tulevia yksittäisiä suuria liittymiä on vaikea ennustaa ja ne vaativat yleensä harvaan asutussa maaseutuverkossa aina erityistoimenpiteitä. Kuormitusten kasvuun on Carunan verkostolaskennassa yleisesti käytetty tämän tyyppisillä alueilla arviota 2 % vuodessa, 10 vuoden aikaikkunalla.

Koska nykyinen 10 kV verkko sijaitsee suurelta osin rannikolla, on hajautetun tuotannon liittyminen jakeluverkkoon tuulivoimaloiden muodossa todennäköistä. Nykypäivän tuulipuistojen tuottamat tehot sekä tarve häiriöttömästä yhteydestä sähköverkkoon vaativat tarkastelualueella tällä hetkellä joka tapauksessa uuden lähdön rakentamisen sähköasemalta asti, joten niitä ei ole tarvetta ottaa tämän työn yhteydessä huomioon.

2.5 Olemassa olevan jakeluverkonverkon saneeraustarve

Jännitteenvaihdon näkökulmasta olemassa olevan verkon saneeraustarve kohdistuu komponentteihin joiden nimellisjännite ei täytä 20 kV verkon vaatimuksia. Näistä merkittävin komponenttiryhmä on luonnollisesti muuntajat ja ylijännitesuojat. Suurin osa alueen kaapeleista sekä ilmajohdoista on jo tällä hetkellä rakennettu kestäämään 20 kV jakelujännite. Nämä arvot löytyvät verkkotietojärjestelmään dokumentoituna. Verkkotietojärjestelmän tiedot komponenttien jännitekestoisuudesta on kuitenkin aina varmistettava maastossa työn maastosuunnitteluvaiheessa.

Verkkoon tehtävien toimitusvarmuus ja kunnossapitoinvestointien yhteydessä jakelujännitteen nosto on myös otettu huomioon ja kaikki alueen keskijännitejakeluverkkoon tulevat uudet komponentit soveltuvat 20 kV jakelujännitteelle. Sähköasemien rakentamisessa ja kunnossapidossa on myös pyritty ennakoimaan mahdollinen jakelujännitteen nosto. asemien kiskostot ja katkaisijat on uusittaessa mitoitettu jakelujännitteen korotus huomioiden.

Kalleimpana yksittäisenä komponenttina jännitteenvaihdossa on sähköaseman päämuuntaja. Tarkastelualueella on tällä hetkellä käytössä myös 30 kV jännitetaso, joten vallitseva päämuuntajakirjo on 110kV/10kV, 110kV/20kV ja 30kV/10kV. Asemilla, joissa on useampia siirtoverkon syöttöjännitemahdollisuuksia, pitää tarkastella mitä jännitetasoja on järkevää säilyttää tulevaisuudessa. Tässä työssä keskitytään pääosin jakeluverkon puolella 10 kV verkkoon tehtäviin toimenpiteisiin. Luonnollisesti jännitevaihdon toteuduttua jäävät kaikki 10 kV komponentit pois käytöstä. Joka tapauksessa osalla asemista tulee säilymään 30 kV jännitetaso ja muutosten jälkeen siirtoverkkopuoli voi määritellä missä laajuudessa 30 kV verkkoa on järkevää ylläpitää. Tehojen tai sijaintien puolesta sähköasemilla ei ole tällä hetkellä akuuttia tarvetta suorittaa muutoksia.

2.5.1 Verkon nykykäyttöarvon määrittäminen

Verkon nykykäyttöarvo määritetään valvontajakson kullekin vuodelle kyseisen vuoden tammikuun ensimmäisen päivän tilannetta vastaavana arvona. Nykykäyttöarvo lasketaan

verkon jälleenhankinta-arvosta verkkokomponenttikohtaisten keski-ikä- ja pitoaikatietojen avulla. Sille osalle verkkokomponentteja, joille ei ikätietoa ole saatavilla, määrittää syöttävä lähiverkko komponenttien puuttuvan ikätiedon.

Sähköverkon nykykäyttöarvo lasketaan yhtälön (6) mukaan verkkokomponenttikohtaisesti, keski-ikä- ja pitoaikatietojen avulla jälleenhankinta-arvosta (Energiamarkkinavirasto, Liite 1, 2011).

$$NKA_{t,i} = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}_{t,i}}{\text{pitoaika}_i}\right) \times JHA_{t,i} \quad (6)$$

missä,

$NKA_{t,i}$ = verkkokomponentin i kaikkien komponenttien nykykäyttöarvo vuonna t vuoden t rahanarvossa.

$\text{keski-ikä}_{t,i}$ = verkkokomponentin i määrätiedolla painotettu ikätieto vuoden t alussa.

pitoaika_i = verkkokomponentin i pitoaika.

$JHA_{t,i}$ = verkkokomponentin i kaikkien komponenttien yhteenlaskettu jälleenhankinta-arvo vuonna t vuoden t rahanarvossa.

2.6 Jännitteenvaihdon kustannusten arviointi

Laskelmissa, arvioitaessa jännitteenvaihdon kustannuksia jakeluverkossa, käytetään Energiaviraston 2014 tekemän kyselyn perusteella määriteltäviä verkkokomponenttien yksikköhintoja ja pitoaikoja (Liite B), (Energiaviraston dokumentti, 2015). Häviöenergian merkitystä arvioitaessa käytetään sähkön spot hinnan keskiarvoja.

Pohjoismaisen sähköpörssin Nord Pool Elspot markkinoilla käydään kauppaa sähköllä seuraavan päivän osalta tunneittain. Kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteestä muodostuu hinta jokaisen tunnin osalta. Vuoden 2014 spot hinnan keskiarvo oli 36€/MWh (Nord Pool Spot, 2014).

2.7 Työturvallisuus

Työturvallisuus on yksi nykyaikaisen työpaikan tärkeimpiä osa-alueita. Jakeluverkkoyhtiöt ovat lähivuosina siirtyneet pääosin pois omien asentajien käytöstä verkon kunnossapidossa ja rakentamisessa. Yhtiöissä on keskitytty hoitamaan ydinliiketoimintaansa eli verkko-omaisuuden hallintaa. Urakoitsijoita valittaessa ja kilpailutettaessa voi verkonrakennusprojektin voittaa urakoitsija mistä päin maailmaa tahansa. Tällä menettelyllä on

mahdollista, että menetetään paljon arvokasta verkon paikallistuntemusta. Kauan alueella toimineet urakoitsijat tietävät toimialueensa verkon erityispiirteet sekä alueet, jotka ovat eri jännitetasoissa. Vaikka verkkoon tehtävät työt hoidetaan käyttökeskuksen valvonnassa, ovat verkossa olevat eri jännitetasot aina tunnistettava ja tarvitsevat erityishuomiota. Verkkotietojärjestelmän tietojen oikeellisuus ja työn huolellisen suunnittelun tärkeys korostuu toimittaessa alueilla joilla on käytössä useampia jännitetasoja.

Esimerkkinä mainittakoon verkon dokumentointi. 10 kV verkon tarkasteluissa löytyi muutamia muuntajakoneita, jotka olivat dokumentoituna virheellisesti väärään jännitetasoon. Koska maastossa ei verkosta välttämättä pysty automaattisesti havaitsemaan eri jännitetasoa muualta kuin muuntajakilvestä on mahdollista, että verkkoon ollaan kytkemässä esimerkiksi väärän jännitetason muuntaja. Dokumentointivirheet muuntajalla vaikuttavat myös osaltaan pj-verkon suojauslaskentaa.

Tämän kaltaiset inhimilliset virheet ovat pääosin harmittomia ja havaitaan suunnittelu-prosessin edetessä. Ne ovat kuitenkin osa alun perin Heinrich 1959 kehittämää jäävuorimallia (Kuva 2), joka kuvaa erinomaisesti tilannetta sähköverkkoon tehtävissä töissä. Jo-kaista kuolemaan johtavaa tapaturmaa kohti tapahtuu tietty määrä vakavia tapaturmia, lievempiä tapaturmaa, raportoituja läheltä piti -tapahtumia ja ehdotuksia työturvallisuuden parantamiseksi. (Caruna, HSE työturvallisuuskoulutus, 2015).



Kuva 2 Yksi versio teoreettisesta mallista, jossa tietty määrä turvallisuuteen liittyviä tapahtumia johtaa aina tiettyyn määrään vakavampia tapahtumia.

Kaikki tapaturmat sekä läheltä piti-tilanteet tutkitaan sekä analysoidaan miten kyseiseltä tapahtumalta olisi voitu välttää. Näistä tutkimuksista muodostuu mahdollisesti myös toi-

mintamalleja, joiden avulla työt voidaan suorittaa turvallisemmin. Tällaisesta esimerkkinä Jakelumuuntajan jännitteelliseksi kytkemisohje (Head Power, 2015). Siinä ilmajohdoverkossa sijaitsevan pylväsmuuntajan kytkeminen jännitteiseksi muuntajaerottimella kielletään. Tällainen toimintamalli on muodostunut tapaturmista, joissa asentaja on kytkenyt muuntajia jännitteiseksi muuntajaerottimella, koneen ollessakin vioittunut. Tällöin vakavimmissa tapauksissa on muuntaja fyysisesti hajonnut pylväässä ja kuumaa muuntaja öljyä on pudonnut asentajan niskaa.

2.8 Logistiikka

Muuntajia ja ylijännitesuojia lukuun ottamatta 20kV jakeluverkkoon tarkoitetut komponentit sopivat käytettäväksi myös 10 kV verkossa. Tällä hetkellä Carunan Länsi- Uudenmaan alueen 10 kV jakeluverkot rakennetaan käyttäen 20 kV jännitetasoon soveltuvia materiaaleja. Tämä vähentää komponenttien määrää ja valmistele verkkoa tulevaisuudessa tapahtuvaan jännitevaihtoon. Vaikka esimerkiksi muuntajakoneiden tapauksessa väliottokytkimellä varustettu muuntajakone on noin 15 % kalliimpi kuin vastaava normaalisti käytettävä muuntajakone, maksaa investointi itsensä takaisin katkoaikojen lyhentymisenä sekä pienempinä työ kustannuksina kun jännitevaihtoa alueella suoritetaan.

Viankorjauksessa käytetään myös pääosin komponentteja, jotka soveltuvat 20 kV verkkoon. Vaikka verkkoon, joka rakennetaan investointi- tai kunnossapitoprojektien yhteydessä, voidaan tarvikkeet tilata suoraan työmaalle tai urakoitsijan omaan varastoon on verkkoyhtiön joka tapauksessa pidettävä yllä vikavarastoa. Jakelumuuntajat ovat suurin yksittäinen komponenttiryhmä, joita joudutaan varastoimaan rinnakkain molemmille jännitetasoille. Murrosvaiheessa käytettäviä muuntajia, joissa jännitetaso pystytään nostamaan 20 kV jännitetasoon väliottokytkimellä, ei kannata pitää erikseen vikavarastossa. Ne sijaitsevat pääosin maakaapeliverkossa ja siten eivät ole niin alttiita esim. ukkosvaurioille. Vikatilanteessa väliottokytkimelliset muuntajat pystytään korvaamaan normaalilla muuntajakoneella ja päivittämään ne jännitevaihdon yhteydessä. Jännitevaihdon suorittamisen jälkeen pystytään vikavarastoa pienentämään muuntajakoneiden osalta puoleen, mikä merkitsee huomattavaa säästöä varaston koossa sekä varastossa kiinni olevissa rahallisissa kustannuksissa.

2.9 Jakelujännitteen vaihto tutkimusongelmana

Jakelujännitteen nostoon vaikuttaa merkittävästi olemassa olevan verkon nykytila, kasvunuste sekä topologia. Tavoitteena on aina löytää teknisesti toimiva ratkaisu, joka tulee pitkällä aikavälillä edullisimmaksi. Jakelujännitteen nostot tässä laajuudessa on nykyaikana melko harvinaisia ja aiheuttavat aina haasteita eri jännitetasojen rajapinnassa verkon käytettävyyden osalta. Tämän kaltaisia ongelmia esiintyy kaikissa jakelujännitetasojen muutoksissa.

Vertailtaessa harvaan asutettuun haja-asutusalueen jakeluverkkoon tehtävää jännitevaihtoa kaupunkialueella suoritettuihin vastaaviin toteutuksiin, huomataan selkeitä eroja pääsystä toteuttaa jännitevaihtoa. Esimerkiksi Erkki Tiippanan tekemä diplomityö, ”Sähköverkkoyhtiön 10 kV keskijänniteverkon kehittämissuunnitelma ” (Erkki Tiippana, 2012), joka käsittää pääasiassa kaupunkialueen jakeluverkkoa, lähestyy jännitevaihtoa verkoston kausi-investointien yhteydessä tehtävänä toimenpiteenä. Koska kaupunkialueen keskijännitejakeluverkko on rakennettu pääasiassa maakaapeliksi valitun jännitetaso mukaisilla komponenteilla, kannattaa jännitevaihdon toteutuksen tarkastelu luonnollisesti liittää osaksi verkon peruskorjauksia.

Merkittävimpana erona haja-asutusalueen jakeluverkkoon on vikatilanteiden esiintyminen sekä vikojen estämiseksi tehtävät verkoston parannustoimenpiteet. Kaapeliverkkoa käsiteltäessä voidaan ilmastolliset vian aiheuttajat rajata pois tarkasteluista.

Yhtäläisyyksiä kaikista jakeluverkkoon tehtävistä 10/20 kV jännitevaihtoprojekteista, löytyy mahdollisuudesta luoda helpommin varayhteyksiä ympäröivään yleensä 20 kV jakeluverkkoon. Myös verkon mitoituksen riittävyyden tarkastelut sekä alueen kasvunusteen arviointi on olennaista suorittaa tulevaa jännitetasoa suunniteltaessa.

Haja-asutusalueella verkon pitkät etäisyydet sekä yleisesti matalat kuormitustasot aiheuttavat sen, että jännitteen laatu nousee merkittävimmäksi tekijäksi haettaessa hyötyä jännitevaihdosta.

3. TOIMITUSVARMUUS

Käyttökeskeytykset jaotellaan kahteen luokkaan. Suunniteltuihin keskeytyksiin, joista sähkökäyttäjille ilmoitetaan etukäteen ja häiriökeskeytyksiin, jotka aiheutuvat jakeluverkon vikatilanteissa. Suuntaviivat sähköjakelunvalvontamenetelmiksi, linjaa laskentaparametreista jakeluverkonkeskeytyksissä tulevalle valvontajaksolle seuraavaa. Suunniteltujen keskeytysten lukumäärä ja kesto, odottamattomien keskeytysten lukumäärä ja keskeytysaika, pikajälleenkytkentöjen ja aikajälleenkytkentöjen lukumäärät ovat merkittävässä roolissa arvioitaessa verkonkäyttövarmuutta (Energiavirasto, Suuntaviivat, 2015). Nämä kohdat ovat myös tärkeimpiä tekijöitä sähkömarkkinalain verkolle asettamista kehitys kohteista.

3.1 Keskeytyskustannukset

Keskeytyksistä aiheutuu aina haittaa ja kustannuksia asiakkaille ja sähköyhtiölle. Keskeytyskustannusten vaikutusten arvioinnissa, yksikköhintoja käytetään taulukon (Taulukko 2) mukaisia arvoja (Energiaviraston dokumentti, 2015).

Odottamaton Keskeytyks		Suunniteltu keskeytyks		Aikajälleen-kytkentä	Pikajälleen-kytkentä
$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suunn}$	$h_{W,suunn}$	h_{AJK}	h_{PIK}
€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

Taulukko 2 Taulukossa on esitetty keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinnat (2005 rahanarvossa).

missä,

$h_{E,odott}$ = odottamattomista keskeytyskustannuksista aiheutunut haitan yksikköhinta keskeytysajalle, euroa/kilowattitunti

$h_{W,odott}$ = odottamattomista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, euroa/kilowatti

$h_{E,suunn}$ = suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysajalle, euroa/kilowattitunti

$h_{W,suunn}$ = suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, euroa/kilowatti

h_{AJK} = aikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, euroa/kilowatti

h_{PJK} = pikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, euroa/kilowatti

Valvontamallin vaikutuksen lisäksi sähköyhtiölle tulee merkittäviä kuluja viankorjauskustannusten muodossa.

3.2 Laatukannustin

Laatukannustimen vaikutus neljännelle valvontajaksolle lasketaan siten, että keskeytyskustannusten vertailutasosta vähennetään toteutuneet keskeytyskustannukset. Laatukannustimen vaikutus vähennetään toteutunutta oikaistua tulosta laskettaessa ja sen vaikutus voi olla enintään 15 % verkonhaltijan kyseisen vuoden kohtuullisesta tuotosta. Laatukannustin on symmetrinen verkonhaltijalle ja siksi mahdollinen laatusanktio on enintään yhtä suuri kuin mahdollinen laatubonus.

Keskijännitejakeluverkon keskeytyskustannusten vertailujakson laskenta neljännelle valvontajaksolle on esitetty yhtälössä (7).

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2008}^{2015} \left[KAH_{t,k}^{KJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{8} \quad (7)$$

missä,

$KAH_{ref,k}$ = valvontajakson keskeytyskustannusten vertailutaso vuodelle k , euroa

$KAH_{t,k}^{KJ}$ = keskijänniteverkon toteutuneet keskeytyskustannukset vuonna t vuoden k rahanarvossa, euroa

t = vuosi 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 tai 2015

k = valvontajakson vuosi, vuosi 2016, 2017, 2018 tai 2019

W_k = siirretyn energian määrä vuonna k , kilowattituntia

W_t = siirretty energiamäärä vuonna t , kilowattituntia

Jakeluverkon toteutuneiden keskeytyskustannukset laskenta neljännelle valvontajaksolle on esitetty yhtälössä (8), (Energiaviraston dokumentti, 2015).

$$KAH_{t,k}^{KJ} = \left(\begin{array}{c} KA_{odott,t}^{KJ} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{KJ} \times h_{W,odott} + \\ KA_{suunn,t}^{KJ} \times h_{E,suun} + KM_{suunn,t}^{KJ} \times h_{W,suunn} + \\ AJK_t^{KJ} \times h_{AJK} + PJK_t^{KJ} \times h_{PJK} \end{array} \right) \times \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \times \left(\frac{KHI_{k-1}}{KHI_{2004}} \right) \quad (8)$$

missä,

$KAH_{t,k}^{KJ}$ = keskijänniteverkon toteutuneet keskeytyskustannukset vuonna t vuoden k rahanarvossa, euroa

$KA_{odott,t}^{KJ}$ = keskijännitejakeluverkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika, tuntia

$h_{E,odott}$ = odottamattomista keskeytyskustannuksista aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysajalle, euroa/kilowattitunti

$KM_{odott,t}^{KJ}$ = Keskijännitejakeluverkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut, vuosienenergiolla painotettu keskeytysmäärä, kappaletta

$h_{W,odott}$ = odottamattomista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, euroa/kilowatti

$KA_{suunn,t}^{KJ}$ = keskijännitejakeluverkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika, tuntia

$h_{E,suunn}$ = suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysajalle, euroa/kilowattitunti

$KM_{suunn,t}^{KJ}$ = keskijännitejakeluverkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysmäärä, kappaletta

$h_{W,suunn}$ = suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, euroa/kilowatti

AJK_t^{KJ} = keskijännitejakeluverkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysmäärä, kappaletta

h_{AKJ} = aikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, euroa/kilowatti

PJK_t^{KJ} = keskijännitejakeluverkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysmäärä, kappaletta

h_{PKJ} = pikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle, euroa/kilowatti

W_t = siirretty energiamäärä vuonna t , kilowattituntia

T_t = tuntien lukumäärä vuonna t

KHI_{k-1} = kuluttajahintaindeksi vuonna $k-1$

KHI_{2004} = kuluttajahintaindeksi vuonna 2004

Käytetyt parametrit jakavat asiakkaiden kokemat keskeytykset tasaisesti jakeluverkonhaltijan kaikkien asiakkaiden kesken ottamatta huomioon todellista asiakkaan kokemaa haittaa. Tulevaisuudessa älymittareiden myötä on mahdollista kohdistaa keskeytykset reaaliaikaisesti asiakkaan kulutuksen mukaan ja pystytään tarvittaessa erottelemaa eri asiakasryhmiä, kuten esimerkiksi kesämökit vakituista asunnoista. Caruna tulee ottamaan pienjänniteasiakkaiden keskeytykset yksilöllisesti huomioivan käytönvalvontajärjestelmän käyttöön vuoden 2016 aikana. Näin ollen pystytään jokaisen asiakkaan kokemat keskeytysajat minimoimaan. Lisäksi mahdollista ryhmitellä käyttäjiä yhä tarkemmin, ja kohdistaa resursseja suuremmissa myrskykorjaustilanteissa, paremmin aktiivisiin sähkön käyttäjiin kuin esimerkiksi kylmillään oleviin kesämökkeihin. Älymittareiden ominaisuuksien tehokas hyödyntäminen tulee tulevaisuudessa olemaan myös osa verkon kehittämiskannustinta.

3.3 Suunnitellut keskeytykset

Nykypäivänä sähköverkon rakentamisessa pyritään minimoimaan asiakkaan kokemat sähköntoimituksen keskeytykset. Työmenetelmien kehittyessä pystytään nykyään suurin osa verkonrakentamis- ja kunnossapitotöistä tekemään jännitetyönä. Jos kuitenkin joudutaan tekemään sähkön jakelun keskeytys, ilmoitetaan tästä asiakkaille etukäteen ja pyritään pitämään keskeytyksen kokeva asiakasryhmä mahdollisimman pienenä. Kun kyseessä on esimerkiksi teollisuuslaitos, jonka prosessi on riippuvainen keskeytyksettömästä sähkön jakelusta, pyritään katko sovittamaan esimerkiksi tehtaan seisokki ja huoltotoimien yhteyteen. Myös varavoimakoneen käyttö verkossa on tarvittaessa mahdollista. Nykyään monilla häiriötöntä sähköä tarvitsevilla laitoksilla on omat varavoimakoneet. Näiden käyttö asiasta erikseen sovittaessa on toki myös mahdollista. Harvaan asutussa maaseutuverkossa ei työn nopeassa tahdissa etenevän luonteen vuoksi varavoiman käyttö ole taloudellisesti kannattavaa.

Kun tarkastellaan 10 kV jakeluverkon saneeraamista 20 kV jännitetasoon, pystytään hyvällä suunnittelulla, muuntajan jännitetaso vaihtoa ja ylijännitesuojien uusimista lukuun ottamatta, kaikki verkkoon tehtävät työt suorittamaan ilman asiakkaille aiheutuvaa sähkönjakelun keskeytystä. Yksittäistapauksissa sekä verkon rakenteen niin vaatiessa saattaa olla kuitenkin taloudellisesti ja etenkin työturvallisuuden kannalta järkevää suorittaa työ sähkönjakelukeskeytyksen avulla. Usein on myös mahdollista yhdistämään samalle keskeytykselle useampia töitä ja näin pystytään minimoimaan asiakkaiden kokemat keskeytykset.

3.4 Keskeytykset häiriötilanteessa

Yksittäisessä verkon vikatilanteessa yleisesti muutamat sadat tai tuhannet sähkönkäyttäjät kokevat lyhyen alle tunnin mittaisen sähkökatkon, jonka aikana vikapaikka rajataan

mahdollisimman pieneksi. Vika-alueelle rajauksen jälkeen jäävät, normaalisti muutamat kymmenet asiakkaat, kokevat 1-3 tuntia kestävästä keskeytyksestä johtuen vikakohteen korjaamisesta tai varavoiman kytkemisestä kohteeseen. Jakeluverkko on lähtökohtaisesti rakennettu siten, että normaalitilanteessa pystytään täyttämään sähkömarkkinalain verkkonhaltijalle määrittelemät toimitusvarmuuskriteerit. Ongelmia alkaa syntyä siinä vaiheessa kun vikoja on useita samanaikaisesti esimerkiksi myrskyn seurauksena. Tällöin voidaan puhua niin sanotusti suurhäiriöstä (Verho *et al*, 2010).

Suurhäiriö voidaan luokitella usealla eri tavalla. Tässä diplomityössä tutkittavalle 10 kV jakeluverkolle tyypillinen määrittely suurhäiriölle, ottaen huomioon alueen erityispiirteet on seuraava: Yli 20 % asiakkaista on ilman sähköä tai 110 kV, (30 kV) johto tai 110/10 kV, (30/10 kV tai 20/10 kV) sähköasema tai päämuuntaja vikaantuu pitkäaikaisesti (useita tunteja) (Järventausta *et al*, 2005).

3.4.1 Pitkä sähkökatko haja-asutusalueella

Haja-asutusalueella hankaluuksia pitkästä sähkökatkosta aiheutuu erityisesti eläintiloille, jotka ovat nykypäivänä hyvin varautuneita odottamattomiin sähkökatkoihin omilla varavoimakoneilla. Omakotitalojen asukkaiden suurimmat ongelmat liittyvät talviaikana vesiputkistojen sekä lämmitysjärjestelmien jäätymiseen ja kylmälaitteiden lämpenemiseen. Erityistapauksina ovat sähköstä riippuvaiset erikoissairaanhoidon potilaat (dialyysi, hengityskone) sekä turvapuhelimilla varustetut kotisairaanhoidon asiakkaat joiden kohdalla tarvitaan erityistoimia sähkökatkon varalle.

Pitkäkestoinen ja laaja sähkökatko haja-asutusalueella aiheuttaa tyypillisesti matkapuhelinverkon kaatumisen. Matkapuhelinverkon tukiasemat on useimmiten varustettu varavoima-akustolla kestämaan vain muutaman tunnin sähkökatkoja.

Haja-asutusalueella sijaitsee nykyään myös kuntien pitkiä siirtoviemäri linjoja joiden sähkönpuutteesta saattaa aiheutua ympäristö ongelma jätevesipumppujen lopettaessa toiminnan (Verho *et al*, 2010).

3.4.2 Sähkökatko maaseututaajamassa

Taajama-alueelle on keskittyneet päivittäispalvelut kuten kaupat, pankit, terveydenhoito, vanhustenhoito ja koulut. Myös vesihuolto on sähköstä osittain riippuvainen ja pidemmistä sähkökatkoista saattaa tulla myös veden jakelun keskeytyksiä (Verho *et al*, 2010).

4. JÄNNITTEENVAIHDON KÄYTÄNNÖN TOTEUTUS

Tässä osassa diplomityötä keskitytään Carunan Länsi-Uudenmaan alueen 10kV verkon nykytilan selvittämiseen, alueen kuormitusten kasvuennusteen sekä luotettavuuden analysointiin. Saatujen tulosten pohjalta laaditaan suunnitelma mitä toimenpiteitä alueen 10 kV verkolle tulisi tehdä ja minkälaisella aikataululla ne on järkevää toteuttaa. Ensisijaisena vaihtoehtona tarkastellaan verkon muuntamista 20 kV jakelujännitteelle.

Tarkasteltavalla alueella on 5 kappaletta 10 kV syöttävää sähköasemaa: Bromarv (BRO), Lappvik (LAP), Lindsby (LBY), Ors (ORS) ja Snappertuna (SNA). Verkot syöttävät pääasiassa maaseutu alueita sekä saaristoa, joissa on pieniä taajamia, kuten Tenhola ja Bromarv.

Luotettavuusinvestointien yhteydessä tehtävissä verkon saneerausprojekteissa on jakeluverkon komponentit jo useamman vuoden ajan mitoitettu 20 kV jännitetasolle alueilla jossa on alun perin käytössä 10 kV verkkoa. Nyt on myös muuntajien kohdalla aloitettu valmistautuminen tulevaisuudessa tapahtuvaan jännitevaihtoon. Muuntajakoneina käytetään maakaapelointien yhteydessä kolmikäämi muuntajia, joissa jännitetaso vaihto voidaan suorittaa nopeasti käämikytkintä siirtämällä.

4.1 Verkon nykytilan selvitys

Caruna on juuri vaihtanut verkkotietojärjestelmänsä Power Grid sovelluksesta Trimble Nis järjestelmään. Verkosta haetaan perustiedot verkon ikä, maakaapeli- ja ilmajohtoverkon määrä, muuntajatiheys ja kokotieto sekä verkon kuormitus ja häviöt. Verkon laskennoissa varmistetaan keski-jännitetasolla, että se täyttää kaikki sähkön laadulle asetetut laatuvaatimukset. Laskennat tullaan tekemään käyttäen Triple Nis verkkotietojärjestelmää. Verkon käyttötilanteet luonnollisesti muuttuvat koko ajan. Selvitykset tullaan tekemään normaalissa verkon käyttötilanteessa.

Tehtäessä analyysyjä verkon topologiasta on otettu huomioon jo aikaisemmin pitkän tähtäimensuunnittelun valmistelemissä kohtia varayhteyksille, jotka ovat odottaneet alueella tehtäviä jännitevaihtoja. Laskennoissa paljastuvien verkon korvattavuuden aiheuttamien ongelmien lisäksi on käytetty verkon parissa pitkään työskennelleiden asiantuntijoiden havaintoja käytännössä ilmenneistä ongelmista verkon korvaustilanteiden hallinnassa.

Korvaustilanteessa sähköasemien väliset runkojohdot ja lähtöjen väliset rengasjohdot on mitoitettava siten, että yksittäisen sähköaseman huipputehosta pystytään korvaamaan 75 % keski-jänniteverkon kautta kaikkina vuodenaikoina (Tekninen ohje - sähkönjakeluverkon suunnitteluperiaatteet, 2012).

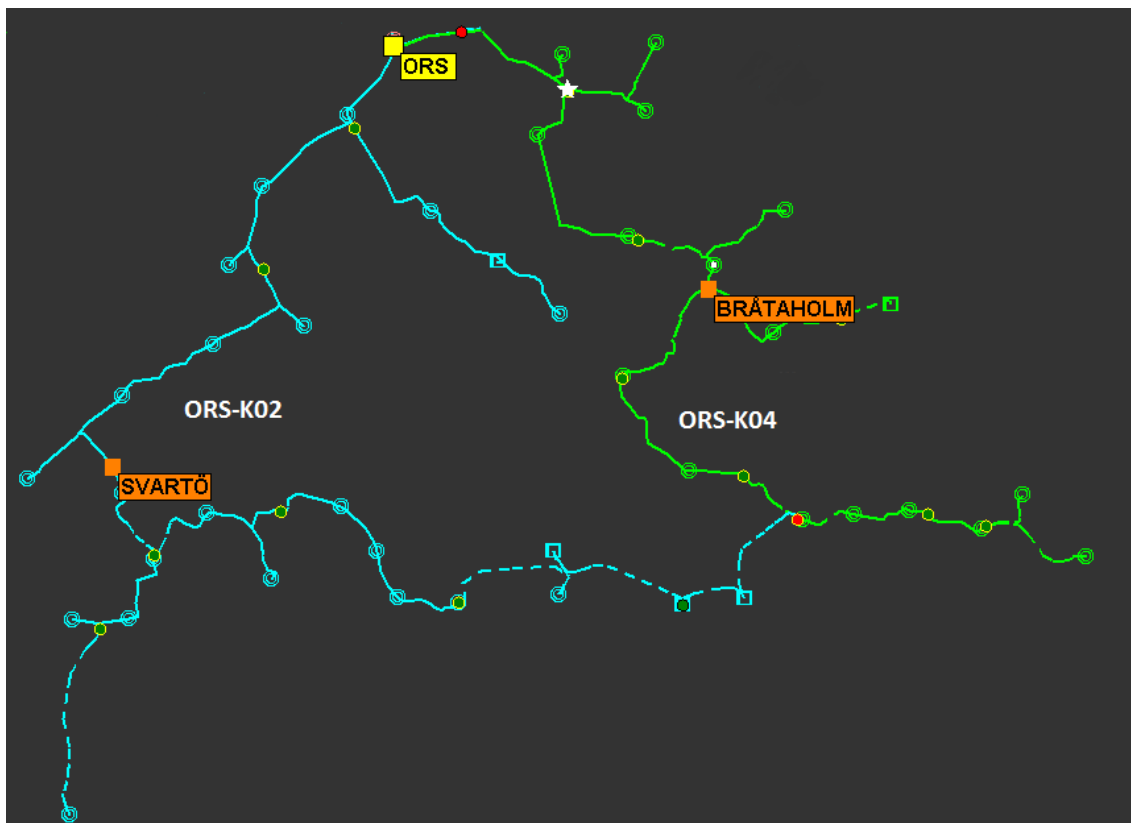
4.2 ORS sähköaseman verkko

ORS sähköaseman verkossa on jännitteenvaihto jo osittain toteutettu. Aseman kaksi lähtöä on jo aikaisemmin muutettu 20 kV jännitetasoon. Tällä hetkellä aseman 10 kV verkkoa syöttää 2 MVA, 20/10 kV päämuuntaja. Syötettävä verkko koostuu kahdesta lähdöstä, joita pystytään syöttämään renkaassa. Muu asemaa ympäröivä verkko on kokonaisuudessaan 20 kV jännitetasossa. Taulukossa on listattuna taustatietoa ORS sähköaseman verkosta (Taulukko 3).

Lähtö	Muuntamot/ kpl	Muuntajan keskikoko/ kVA	Ilmajohdon pituus/ km	Maakaapelin pituus/ km	Vuosienergia/ MWh	Häviöt/vuosi kW	KJ- ilmajohtoverkon keski-ikä, a	Liittymät / kpl
ORS-K02	26	65,4	15,9	9,4	1511,6	6914,2	31	242
ORS-K04	17	95	13,6	5	1561,8	12591,2	31	186
yhteensä	43	78,9	29,5	14,4	3073,4	19505,4	31	428

Taulukko 3 Taustatietoa joka on ajettuna verkkotietojärjestelmästä ORS sähköaseman verkosta. Tiedoista suodatettu pois kaikki yksittäiset komponentit, joista ei ole ajohetkellä saatavilla ikätietoja.

Verkko sijaitsee pääosin saaristossa ja merikaapeliin osuus nostaa olemassa olevan verkon kaapelointiasteen suhteellisen korkeaksi 32,8 % huomioiden, että kyseessä on harvaan asuttu maaseutuverkko. Kuvassa on esitettyä ORS sähköaseman jakeluverkko lähdöittäin (Kuva 3).



Kuva 3 Kuvassa on ORS sähköaseman verkko lähdeittäin esitettynä.

Syötettävä verkko on pääasiassa mökkikäytössä olevaa saaristoa, jossa kulutus on varsin pientä. Verkon häviökustannukset ovat täten myös niin pienet, ettei ole teknisesti eikä taloudellisesti kannattavaa lähteä suorittamaan alueen jännitevaihtoa pelkästään niiden perusteella. Häviökustannusten aleneminen tulee toki hyvänä lisänä jännitevaihdon toteututtua. Koska sähköaseman alueella oleva verkko soveltuu suurimmalta osalta 20 kV jakelujännitteelle, ei ole tarvetta tarkastella muita esimerkiksi verkon ikääntymisestä johtuvia investointeja jännitevaihdon yhteydessä.

Kaikki jännitevaihdon yhteydessä verkkoon liitettävät komponentit mitoitetaan siten, että ne voidaan hyödyntää tulevaisuudessa toimitusvarmuuden parantamisesta tai verkon ikääntymisestä johtuvissa projekteissa. Verkon keski-ikä on tällä hetkellä 31 vuotta ja se tulee saneerattua kokonaisuudessaan seuraavan 20 - 30 vuoden kuluessa.

4.2.1 ORS sähköaseman häiriötilanteet

Normaaleissa vikatilanteissa ei ORS sähköaseman lähtöjen korvaamisessa ole ongelmia. Vikatilanteissa on mahdollista korvata verkko kokonaisuudessaan kumman lähdön kautta tahansa.

Jos kuitenkin vika kohdistuu sähköaseman päämuuntajaan tai kytkinlaitteisiin ei verkkoa pystytä tällä hetkellä korvaamaan muutoin kuin varavoimakoneella. Tilanne, jossa verkon vikakohta paikannetaan päämuuntajaviaksi, haetaan korvaava 20/10 kV päämuuntaja

sekä suoritetaan muuntajan vaihtotyö, voi korjausten toteuttamiseen mennä yli vuorokausi. Vaikka päämuuntajaviat eivät kuulu sähkömarkkinalain määrittelemien lumikuorman tai myrskyvaurion aiheuttaman vian piiriin keskeytysajoissa, joudutaan asiakkaille joka tapauksessa maksamaan verkkoyhtiön lupaamat korvaukset ylipitkästä keskeytyksestä. Caruna maksaa korvausta asiakkaalle yli 12 h kestäneistä keskeytyksistä. Korvauksen määrä lisääntyy vian keston kasvaessa aina yli 288 tuntia kestäneeseen keskeytykseen, jolloin korvausmäärä on 200% vuotuisesta verkkopalvelumaksusta (Caruna, 2016). Tämä muodostaa myös jonkin asteisen alueelliseen suurhäiriö riskin.

Asemalle ei myöskään 10 kV puolelle pystytä tällä hetkellä tekemään huoltotöitä ilman asiakaskeskeytystä koska korvaavaa 10 kV syöttöä ei viereisiltä sähköasemilta ole saatavilla.

4.2.2 Toimenpiteet ORS sähköasemalla toteutettaville muutoksille

Ors sähköaseman kohdalla on valmistelutyöt jännitevaihdon näkökulmasta suurimmaksi osaksi jo tehty. Verkon merikaapeliosuudet on uusittu pääosin 2000- luvun puolella ja säännöllisesti mitoitettu kestäämään 20 kV jakelujännite. Verkkotietojärjestelmällä tehtyjen analyysien pohjalta myös ilmajohtoverkko kestää jakelujännitteen noston ilman suurempia muutoksia. Yksittäisten komponenttien osalta tulee tosin varmistaa maastossa maastosuunnitteluvaiheessa komponenttien kestävyys sekä dokumentoinnin paikkansapitävyys ennen jännitevaihdon toteutusta.

Sähköaseman osalta on mahdollista säilyttää nykyiset suojausalueet ilman suurempia muutoksia. Jännitteen vaihdon jälkeen voidaan myös ottaa harkintaan uusi yhdysjohto Strömsön suunnalta kauko-ohjattavalle Svartö erotinasemalle varmistamaan sähkönsaantia hankalakulkuisessa saaristossa sekä nopeuttamaan sähkönsyötön palauttamista.

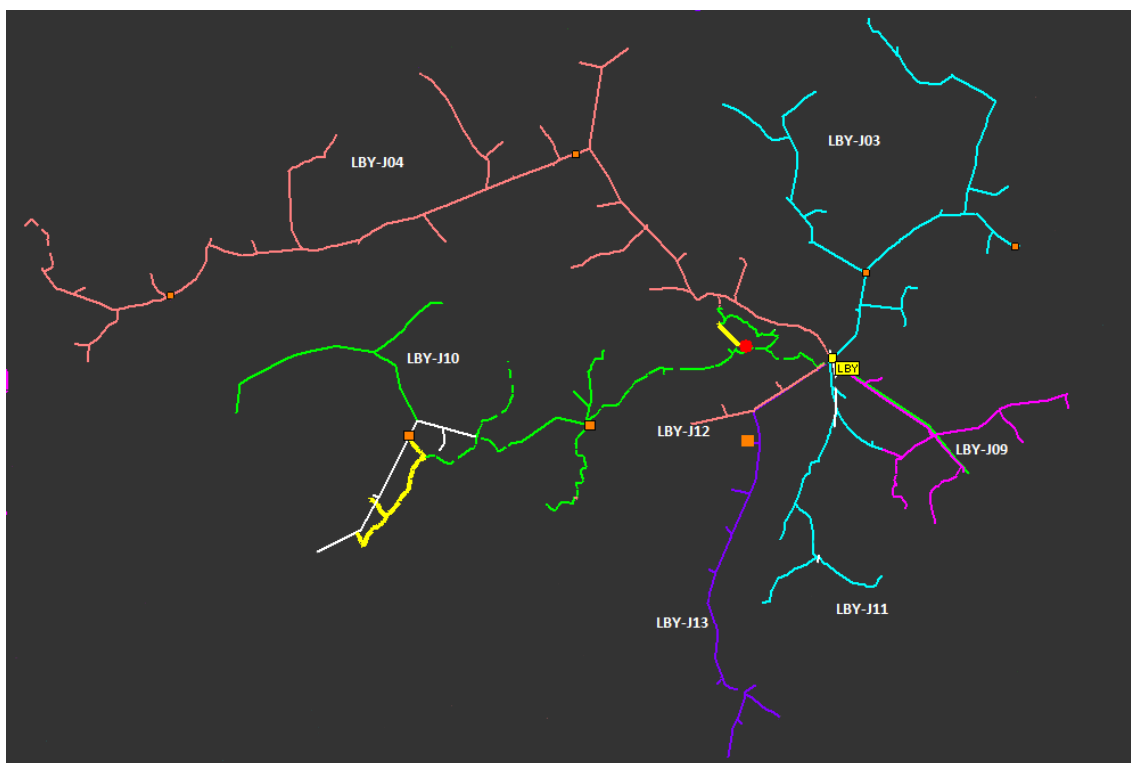
Mietittäessä aikataulua ORS:n sähköaseman jännitevaihdon toteutusta ratkaisevaksi kriteeriksi sähköaseman päämuuntajan kesto ja pitoaika. Muuntaja on vuodelta 1990 eli 26 vuotta vanha. Muuntajan pitoaika on tässä tapauksessa noin 40 - 50 vuotta. On järkevää suorittaa aseman jännitevaihto, ennen kuin muuntajalle joudutaan suorittamaan suurempia vaihto tai huolto toimenpiteitä. Aseman tämän hetken huonon korvattavuuden takia sekä loppujen lopuksi jännitevaihdon näkökulmasta verkon vaatimien toimenpiteiden vähäisyydestä johtuen, olisi järkevää suorittaa jännitevaihto alueella loppuun mahdollisimman pikaisesti.

ORS:n sähköaseman jännitevaihdon toteutuksessa ylimääräiseksi jää 2 MVA, 20/10 kV muuntaja, joka on mahdollista ottaa huollettuna uudelleen käyttöön muualla verkossa. Järkevästi sijoitettuna se antaa mahdollisuuden jakaa muiden sähköasemien jakeluverkon jännitevaihtoa pienempiin helpommin hallinnoitaviin kokonaisuuksiin.

4.3 LBY sähköaseman verkko

LBY sähköasemalla on tällä hetkellä käytössä 110/20/10 kV päämuuntaja. Myös kiskotot sekä katkaisijat soveltuvat suoraan käännettäväksi 20 kV jännitteelle. Tämä tarkoittaa sitä, että muutokset ovat toteutettavissa sähköaseman osalta suhteellisen pienin toimenpitein. Sähköasemalle tulee 110 kV lisäksi myös 30 kV syöttö ja siellä on tällä hetkellä varalla myös 30/10 kV päämuuntaja.

Asema syöttää tällä hetkellä 7 kpl 10 kV lähtöjä (Kuva 4). Näistä LBY-J04, LBY-J10 ja LBY-J12 ovat yhteydessä viereisen BRO sähköaseman kanssa. Lisäksi lähtöjen LBY-J10 ja LBY-J13 kautta on yhteys LAP sähköasemalle. Rengasyhteyksiä eri lähtöjen välillä on useampia. Syöttötilanteesta, josta kuva on otettu jää osa yhteyksistä viereisten sähköasemien syötön piiriin, ja täten eivät näy kuvassa. Nämä tullaan kuitenkin huomioimaan suunniteltaessa jännitteenvaihdon toimenpiteitä ja jakoa osakokonaisuuksiin.



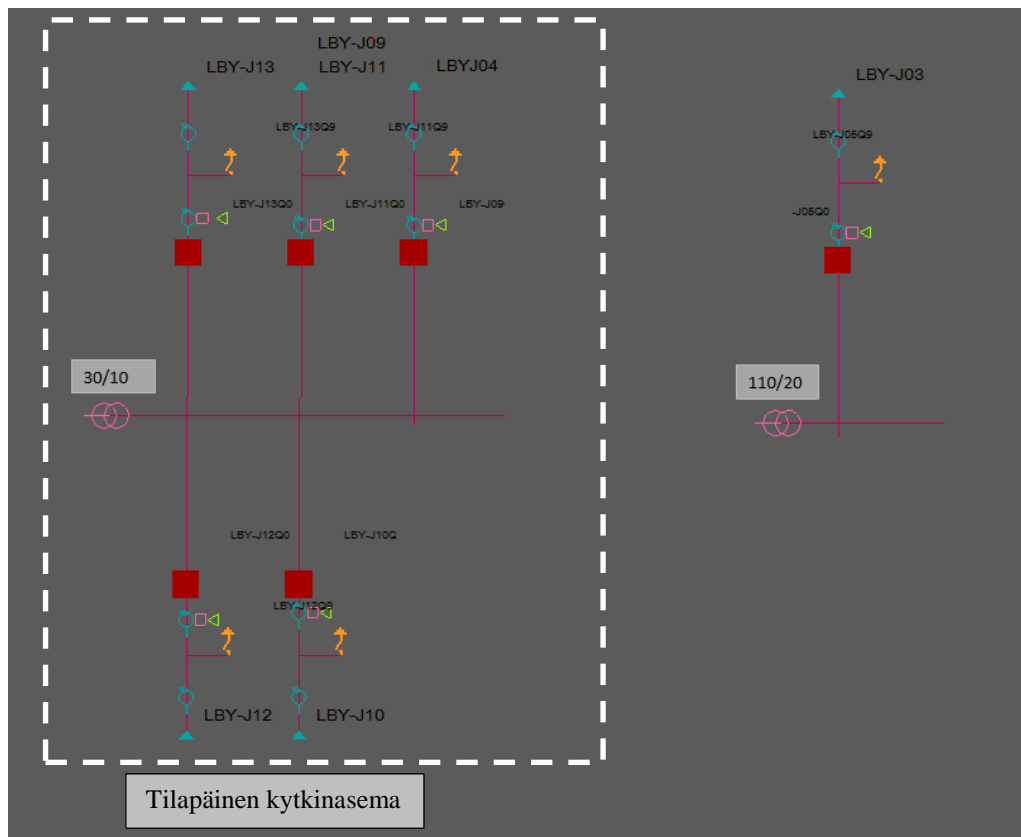
Kuva 4 Kuvassa on esitetty LBY sähköaseman verkko lähdeittäin kuvattuna.

4.3.1 LBY sähköaseman verkon jännitteenvaihdon käytännön toimenpiteet

Jännitteenvaihdon käytännön toteutus on teknisesti järkevä toteuttaa sähköaseman yhteyteen tilapäisesti asennettavalla 10 kV jännitetasossa toimivalla katkaisijakopilla. Olemassa olevat 10 kV lähdöt käännetään tälle katkaisijakopille. Tilapäistä katkaisijakoppia syötetään asemalle tulevan 30 kV yhteyden kautta, jolloin 110 kV puoli voidaan ottaa

kokonaisuudessaan 20 kV käyttöön. Tarvittaessa on myös mahdollista yhdistää joitain lähtöjä tilapäisesti, jotta saadaan kopin koko ja hinta pidettyä järkevänä.

LBY aseman lähdöistä ainoastaan LBY-J03 on suoraan yhteydessä olemassa olevaan 20 kV verkkoon. Se pystytään syöttämään ulkopuolisesta verkosta asemalle päin ja siirtämään verkko osissa 20 kV jakelujännitteeseen. Asemalle tultaessa siirretään ainoastaan jakoraja vastaamaan lopullista verkon syöttötilannetta. Nämä muutokset on järkevää toteuttaa ennen sähköasemalle tehtäviä muutoksia. Täten pystytään vähentämään 10 kV tilapäiseen katkaisijakoppiin käännettävien lähtöjen määrää, kun yksi lähtö voidaan jo tässä vaiheessa kytkeä suoraan 20 kV kiskostoon. Kuvassa esitetty syöttötilanne sähköasemalla sen jälkeen kun 110 kV päämuuntaja ja kiskosto on käännetty 20 kV jännitetasoon (Kuva 5).

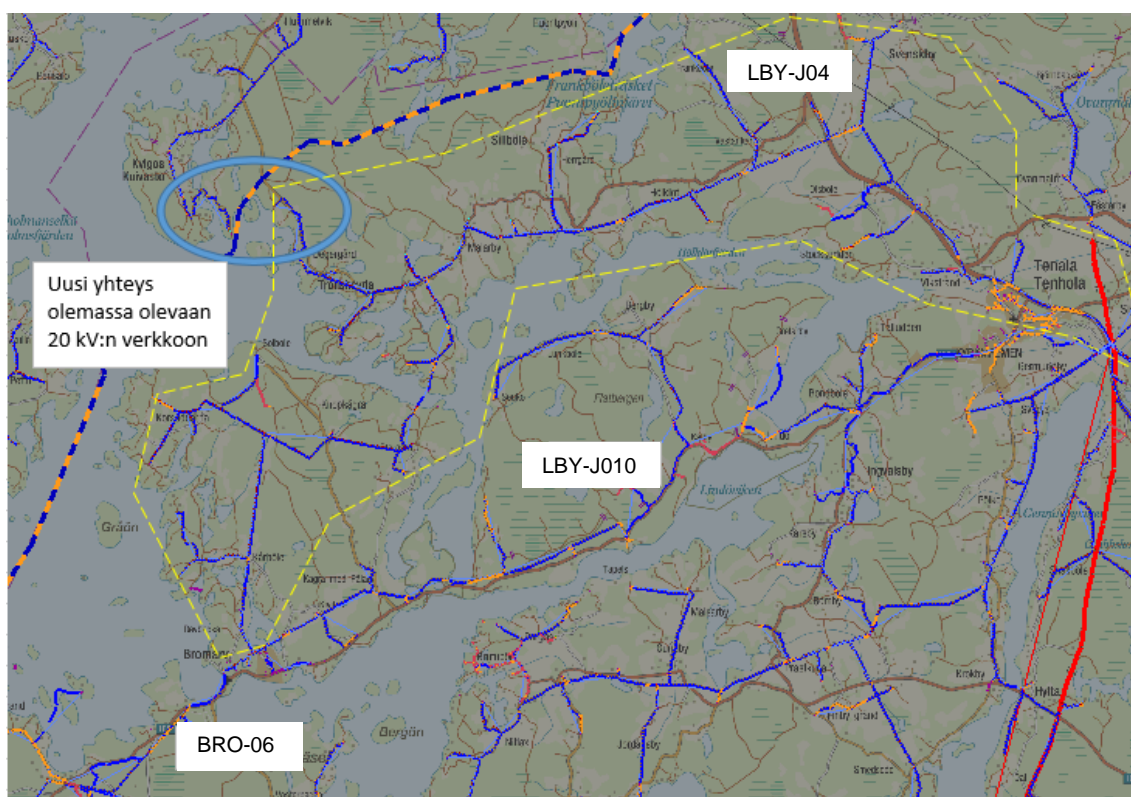


Kuva 5 LBY sähköaseman kytkentätilanne kun tilapäinen katkaisija-asema on otettu käyttöön ja päämuuntaja käännetty 20 kV jännitetasoon.

LBY-J03 sisältää kaksi hieman pidempää haaraa, joissa ei ole tällä hetkellä rengassyöttömahdollisuutta. Haaroista toisessa on 6 kpl muuntamoita ja toisessa vain 5 kpl. Koska verkko sijaitsee harvaan asutulla maaseudulla, on haaroissa todella pienet kuormitukset. Tämä mahdollistaa verkon muutoksen ilman erityistoimenpiteitä, joko lisäämällä useampia työryhmiä keskeytykselle suorittamaan muuntajanvaihdot samanaikaisesti tai vaihtoehtoisesti esimerkiksi kahdessa tai useammassa osassa käyttäen varavoimakonetta. Nämä

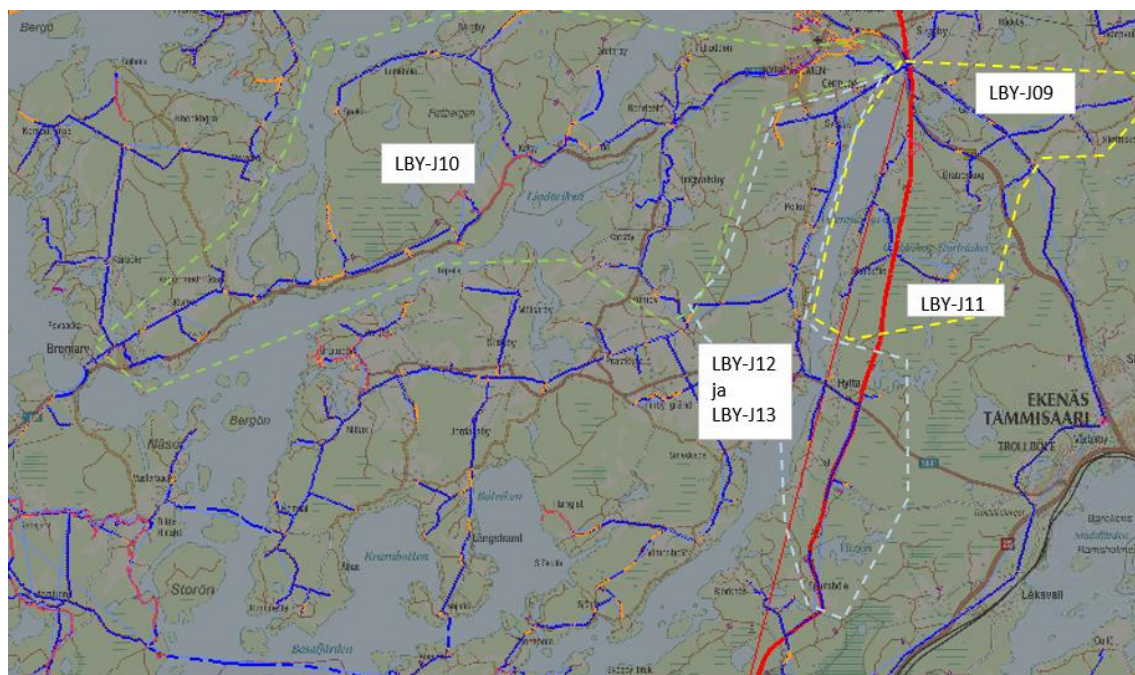
työn erityispiirteet on hyvä kirjata jo tarjouspyyntövaiheessa urakan kilpailutus asiakirjoihin, jotta urakoitsija pystyy esittämään parhaan ja kustannustehokkaimman verkon rakennustapansa. Useamman työryhmän työskentely samanaikaisesti samalla keskeytyksellä vaatii turvallisuuden puolesta huolellisen suunnittelun, mutta ovat nykyaikaisessa verkonrakentamisessa ennemminkin rutiinin omaista toimintaa.

Seuraavana osakokonaisuutena otetaan käsittelyyn lähtö LBY-J04, joka on esitetty kuvassa (Kuva 6). Lähtö tulee aluksi korvata BRO sähköaseman lähdön BRO-06 kautta. Sen jälkeen suoritetaan jännitteenvaihto sopivissa osakokonaisuuksissa LBY asemalta päin. Jännitteenvaihto mahdollistaa tällä lähdöllä myös uuden varayhteyden muodostamisen Lounais-Suomen verkkoalueen puolelle (Kuva 6). Lounais-Suomen verkkoalue on tällä kohdalla eri kytkentäryhmässä kuin LBY sähköasema, mutta koska yhteyttä ei ole tarkoitus ajaa renkaassa, ei kytkentäryhmällä siksi ole merkitystä. Tällä kohdalla on pitkäikäisyyden suunnittelussa rakennettu olemassa oleva verkko jo käytännössä valmiiksi uutta varayhteyttä varten. Yhteyden muodostaminen on ainoastaan odottanut jännitteenvaihdon toteuttamista. Tämän yhteyden viimeinen vesistökaapeliosuus kannattaa rakentaa valmiiksi ennen varsinaista jännitteen noston aloittamista. Siten pystytään uudelle yhteydelle menevän haaran osalta suorittamaan jännitevaihto helpommin, pala kerrallaan kohti runkojohtoa, ilman erityisjärjestelyitä. Se myös parantaa käyttövarmuutta heti kun jännitteenvaihto on ohittanut haarautumispisteen lähdön LBY-J04 runkojohtosta.



Kuva 6 Kuvassa on esitetty keltaisella katkoviivalla LBY-J04 jännitevaihtoa koskeva osakokonaisuus. Sinisellä on ympyröitynä kohta uudelle, rakennettavalle 20 kV yhteydelle, Lounais-Suomen verkkoalueen puolelle.

Seuraavassa vaiheessa suoritetaan jännitevaihto LBY-J10 johtolähdölle, juuri 20 kV jännitteelle muutetun lähdön LBY-J04 kautta. Alue on ympyröity kuvassa vihreällä katkoviivalla (Kuva 7). Muutos kuitenkin merkitsee sitä, että BRO sähköaseman kannalta tärkeä varayhteys LBY asemalle menetetään. Tämä on huomioitu erillisen varayhteyden rakentamisella BRO sähköasemalle ja se käsitellään BRO sähköasemalle tehtävien muutosten yhteydessä tarkemmin.



Kuva 7 LBY sähköaseman jännitevaihdon eteneminen, joka on eteläosan alueelta jaettuna kolmeen osakokonaisuuteen.

LBY-J10 kautta pystytään syöttämään lähtöä LBY-J13 ja suorittamaan jännitevaihto sopivissa osakokonaisuuksissa haarautumiskohdasta asemalle päin. Lopuksi siirretään syöttö asemalla tilapäisestä katkaisijakopista 20 kV kiskostoon. Alue on esitetty kuvassa (Kuva 7) Harmaalla katkoviivalla ympyröitynä. Kun tämä lähtö saadaan muutettua 20 kV jännitetasoon, saadaan lähtöjen LBY-J10 ja LBY-J13 välille rengasyhteys 20 kV jännitetasossa. Tällä rajauksella pystytään myös säilyttämään ehjä rengasyhteys LAP sähköaseman lähtöjen välillä vielä olemassa olevassa 10 kV verkossa, josta on myös 10 kV varayhteys BRO sähköasemalle. Nämä muutokset käsitellään LAP sähköaseman muutoksia käsittelevässä osiossa. Lähtö LBY-12 on lyhyt osuus aseman vieressä ja muutokset on järkevää suorittaa samassa yhteydessä muun sähköaseman kanssa. Lähdössä on vain kolme muuntajaa, joten vaihto pystytään suorittamaan koko lähdölle samalla kerralla.

Lähdöt LBY-J11 ja LBY-J12 ovat kuvassa ympyröitynä keltaisella katkoviivalla. Ne sijaitsevat omana kokonaisuutenaan rajoittuen Tammisaaren Energia verkkoalueeseen. Näiden lähtöjen muutokset pystytään suorittamaan missä vaiheessa tahansa LBY ase-

malle tehtäviä muutoksia. Jännitevaihdokset on kuitenkin vietävä loppuun ennen seuraavalle sähköasemalle tehtävää jännitevaihtoa, jotta tehdyt tilapäiset asennukset voidaan siirtää uusiokäyttöön. Jännitevaihdon jälkeen alueverkkojen suunnittelun on suoritettava omat arvionsa kannattaako aseman 30/10 kV muuntaja siirtää uuteen jännitetasoon vai onko se kannattavaa poistaa tämän aseman osalta käytöstä kokonaan.

4.4 BRO sähköaseman verkko

Asemaa syöttää 6,3 MVA, 33 kV/10,5 kV päämuuntaja. Asemalta on 4 kappaletta 10 kV lähtöjä. Sähköaseman päämuuntajan kuormitus on 2274 kVA, eli muuntaja on alle 40 % kuormituksessa. Alueella on suoritettu keskijänniteverkkojen ominais- ja kuntotietojen keruu vuosina 2013 - 2014 siksi verkon nykytilanteen arviointiin on käytettävissä tuoretta dataa. Taulukossa on esitetty verkon nykytilannetta lähdöittäin (Taulukko 4). Alueen maakaapelointiaste on noin 14 % ja siten varsin alhainen.

Lähtö	Muuntamot/ kpl	Muuntajan keskikoko/ kVA	Ilmajohdon pituus/ km	Maakaapelin pituus/ km	KJ-ilmajohtoverkon keski-ikä, a	Liittymät/ kpl
BRO-02	34	64,1	36,3	5	24,8	279
BRO-03	26	61,5	23,4	7,4	33,6	311
BRO-05	23	58,7	26,7	3,7	31,6	276
BRO-06	22	93,2	22,1	2,3	33,7	294
yhteensä	105	69,375	108,5	18,4	123,7	1160

Taulukko 4 Taulukossa on esitetty taustatietoa ajettuna verkkotietojärjestelmästä BRO sähköaseman verkosta. Tiedoista on suodatettu pois kaikki yksittäiset komponentit joista ei ole ajon aikana saatavilla ikätietoja.

Sähköaseman lähdöt BRO-03 ja BRO-05 ovat rajoittuneet lounaissuomen jakelualueeseen, joka on eri kytkentäryhmässä kuin Länsi-Uudenmaan puoli. Lounaissuomen puoli on myös 20 kV jännitetasossa, joten tällä hetkellä sieltä ei ole suoraa varasyöttöyhteyttä saatavilla. Lähdöt BRO-02 ja BRO-06 ovat puolestaan yhteydessä LAP ja LBY sähköasemiin.



Kuva 8 Kuvassa on BRO sähköaseman verkko lähdeittäin esitettynä

4.4.1 Bro keskeytystilanteiden nykytila

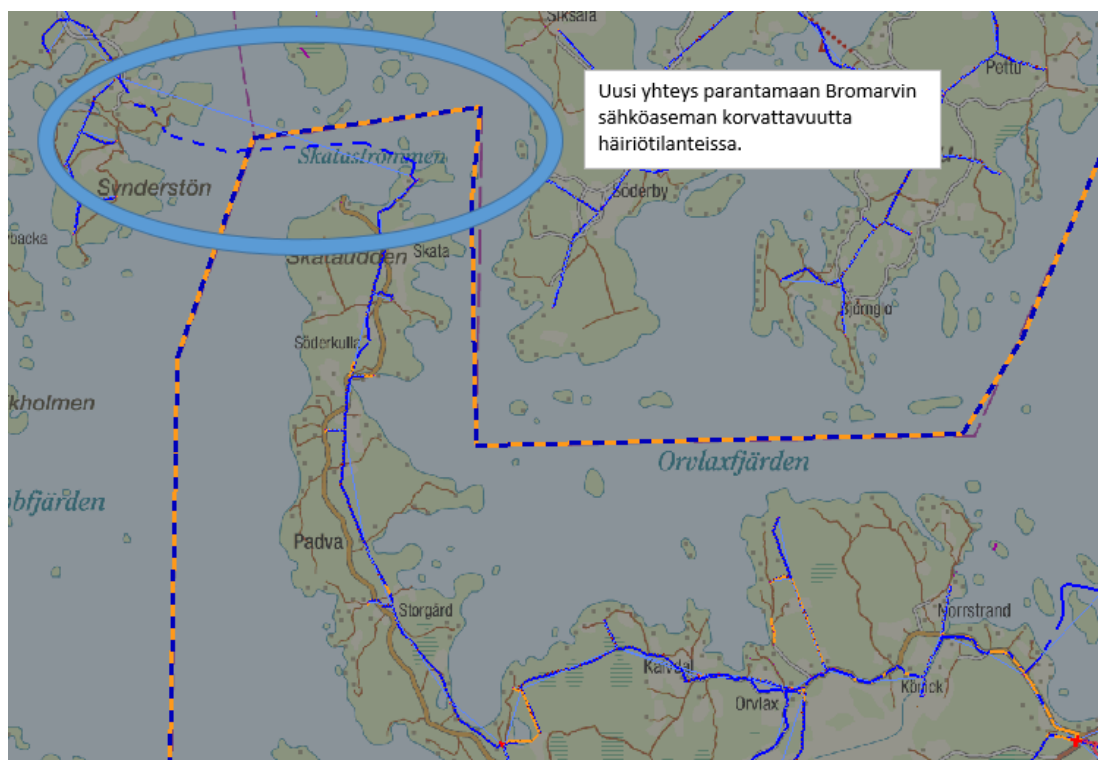
Toimitusvarmuusinvestoinnit alueelle tehdään verkon ikä sekä vikatiheydet huomioiden. Näissä investoinneissa tullaan lähivuosina muuttamaan osia 10 kV verkosta ilmajohdoista maakaapeliverkkoon. Rakentamisessa käytetään 20 kV jännitteelle sopivia komponentteja ja kolmikäämimuuntajia, jotka voidaan väliottokytkimen asentoa vaihtamalla siirtää 20 kV jännitetasoon.

Tällä hetkellä Bro sähköasemalle ollaan rakentamassa uutta 30 kV syöttöjohtoa. Tämä johto tulee olemaan ainoa syöttösuunta kyseiselle sähköasemalle ja se korvaa olemassa olevan 30 kV ilmalinjan maakaapelilla. Vanhasta 30 kV syötöstä jää uusimatta ainoastaan Lapvikin ja Bromarvin välinen merikaapeli osuus. Korvaustilanteita tarkasteltaessa ilmeni, ettei Bro sähköasemaa pystytä kokonaisuudessaan täysin korvaamaan olemassa olevien 10 kV johtolähtöjen kautta. Jännitetasot putoavat korvaustilanteessa johdon loppupäässä alle sallittujen rajojen. Pahimpana skenaariona keskeytystilanteita ajatellen on lähes 5 km pitkän 30 kV merikaapelin vikaantuminen. Tämän kaltaisen vian paikallistaminen ja korjaaminen kestää joka tapauksessa useita tunteja ellei jopa päiviä. Tästä saatiin hieman esimakua uuden maakaapeliyhteyden käyttöönotossa ilmenneiden haasteiden kautta. Myös sähköaseman huoltotyöt kuten päämuuntajan huolto aiheuttavat ongelmia korvaustilanteissa.

Tilapäisenä ratkaisuna on huoltotilanteissa ja miksei vikatilanteissakin, varavoimakoneen käyttö. Tämä vaihtoehto sopii hyvin ennalta suunniteltujen huoltotoimien toteuttamiseen, mutta vikatilanteissa 10 kV verkkoon soveltuvan varavoimakoneen saaminen riittävän nopeassa aikataulussa voi olla haastavaa. Myös keskeytys kustannukset nousevat merkittävästi rooliin arvioitaessa eri vaihtoehtoja, vaikka tehot johdoilla ovatkin suhteellisen pieniä.

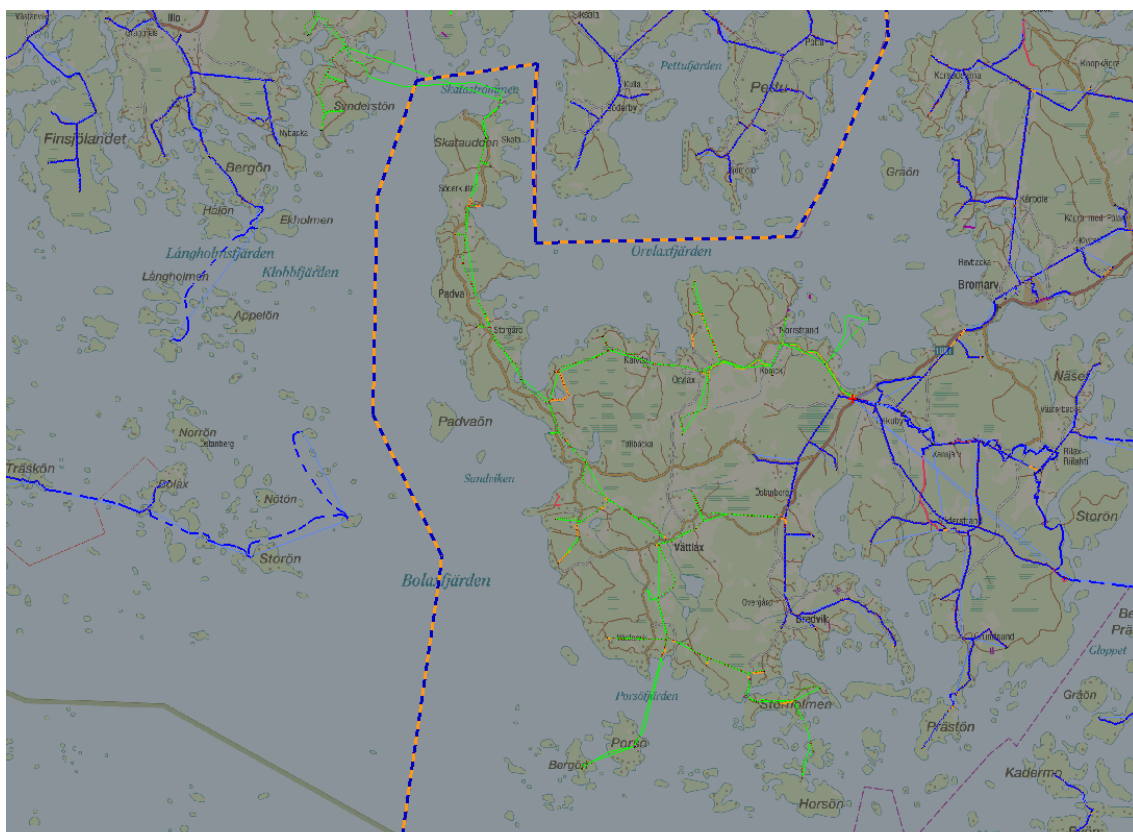
4.4.2 Toimenpiteet verkon muutoksille BRO sähköasemalla

Koska jännitteenvaihto kokonaisuudessaan viiden sähköaseman alueella on pidemmän aikavälin projekti, on järkevää muuttaa verkon topologiaa siten, että BRO sähköaseman alueelle tuodaan uusi syöttö Kemiönsaaren suunnalta. Kemiönsaaren puoleinen verkko on nykyisellään eri kytkentäryhmässä sekä jännitetasossa, kuin Bromarvin puoleinen verkko. Yhteydellä ei kuitenkaan ensisijaisesti haeta mahdollisuutta syöttää verkkoa rengasyhteydessä, joten tällä ei siksi varsinaisesti ole merkitystä. Pääasiallinen tavoite on pystyä tuottamaan varayhteys vikatilanteita sekä korvaustilanteita silmälläpitäen. Yhteys sijoittuu Bromarvin alueen kaukaisimpaan osaan (Kuva 9) eikä sen hyöty rajoitu ainoastaan jännitteenvaihdon yhteyteen. Yhteys toimii myös jännitevaihdon jälkeisessä tilanteessa hyvänä varayhteytenä tavoiteltaessa lain asettamia tavoitteita keskeytysajoille, vuoteen 2028 mennessä. Yhteyden tarkemmat tiedot on esitelty myöhemmin tämän työn osiossa, 4.4.3 Uuden yhteyden käytännön toteutus.



Kuva 9 Kuvassa on ehdotus uudeksi yhteydeksi Lounaissuomen verkkoalueelle parantamaan BRO sähköaseman korvattavuutta.

Trimple nis järjestelmällä tehtyjen laskelmien perusteella uudella varayhteydellä sekä 2 MVA 20/10 kV jakelumuuntajalla pystytään korvaamaan tarvittaessa Bromarvin sähköaseman länsipuolen lähdöt BRO-03 sekä BRO-05. Tällöin saadaan pidettyä jännitteena- lenemat verkossa alle 2 %. Sähköaseman itäpuoli pystytään puolestaan korvaamaan LBY ja LAP sähköasemilta. Tällä järjestelyllä pystytään poistamaan aseman korvattavuudessa tällä hetkellä ilmenevät ongelmat sekä parantamaan verkon käyttövarmuutta. Kuvassa on esitetty vihreällä värillä korostettuna varayhteyden piiriin kaavailtu syöttöalue (Kuva 10).



Kuva 10 Vihreällä on väritettyä BRO rakennettavan varayhteyden piiriin suunniteltu verkkoalue.

4.4.3 Uuden yhteyden käytännön toteutus

Yhteyden käytännön toteutukseen tarvitaan karkeasti arvioiden noin 4,2 km keskijännitekaapelia (tässä suunnitelmassa on käytetty AHXWP 150), josta maalle asennettava osuus on noin 0,9 km ja merikaapeliosuutta 3,3 km. Pituudet tarkentuvat maastosuunnitteluvaiheessa kun merikaapeliosuuden reitin peilaus saadaan suoritettua ja muutoinkin reitti tarkentuu. Kaapelin pääterakenteiden lisäksi asennettavat jatkot tulevat ainakin merikaapeliyhteyden toiseen päähän, jossa tapahtuu siirtymä maalta veteen. Oletettavasti maaosuus tullaan myös rakentamaan kahdessa osassa kelakoon ollessa tavallisesti noin 500m. Katkaisija-aseman puolella on mahdollista vetää kaapelin pää suoraan asemalle.

Kaapelivetojen lisäksi tarvitaan itse katkaisija asema, 20/10 kV muuntaja sekä tarvittavat oheisrakenteet, kuten mahdolliset aitaukset riippuen tilattavan aseman rakenteesta sekä kaukokäytön mahdollisesti vaatima antennimastopylväs. Asema tulee jo tilausvaiheessa varustaa 20 kV jännitetasoon sopivilla laitteilla, jotta se soveltuu suoraan käytettäväksi verkossa jännitevaihdon kokonaisuudessaan valmistuttua.

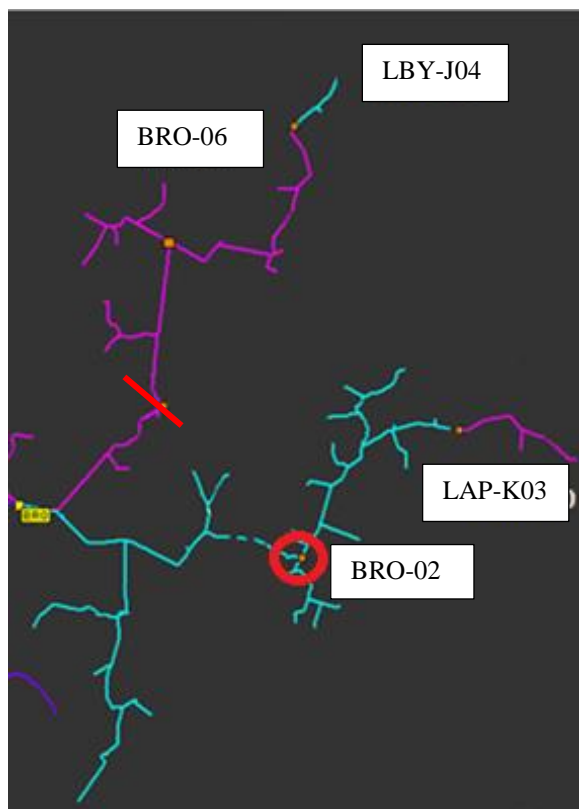
ORS sähköaseman yhteydessä on tällä hetkellä 3MVA:n 20/10 kV muuntaja käyttämättömänä varakoneena. Koska uusi yhteys Bromarvin kärjessä ei tule varsinaisesti jatkuvaan käyttöön on tämä varamuuntajakone mahdollista ottaa käyttöön tässä asennuksessa. Mikäli ORS sähköaseman nykyinen 20/10 kV päämuuntaja vikaantuu ennen, kuin alueen muutos 20 kV jännitteelle saadaan vietyä loppuun, on tämä muuntaja vielä mahdollista siirtää takaisin ORS sähköasemalle. Päämuuntajan vikaantuminen on hyvin harvinaista ja on todella epätodennäköistä, että BRO sähköaseman uusi vara yhteys olisi juuri ORS sähköaseman päämuuntajan vikaantuessa niin pitkäaikaisessa käytössä, etteikö tätä muuntajakonetta pystyttäisi tarvittaessa hyödyntämään ORS sähköaseman varamuuntajana. Tällainen toiminta ei myöskään lisää merkittävästi viankorjaukseen kuluvaan aikaan, koska varamuuntajan olemassaolo ja sijainti on tiedossa sekä tarvittavat toimenpiteet voidaan suunnitella etukäteen tällaisen tilanteen varalta. Lisäksi ORS sähköaseman muutos 20 kV jännitteelle on viety jo niin pitkälle, että se tulee todennäköisesti toteutukseen hyvinkin nopealla aikataululla.

4.4.4 BRO sähköaseman muutos kokonaisuudessaan 20 kV jakelujännitteelle

BRO sähköaseman muutokselle 20 kV jakelujännitteeseen on useampiakin vaihtoehtoja. Nämä myös osaltaan riippuvat muille sähköasemille tehtävistä projekteista, sekä niiden aikataulusta. Muutostöiden aikataulutusta käsitellään tarkemmin myöhemmässä vaiheessa tätä työtä. Yhtenä vaihtoehtona on kääntää kaikki tällä hetkellä asemalla olevat 10 kV lähdöt tilapäiseen katkaisija-asemaan ja siitä yksi kerrallaan muuntaa verkko 20 kV jakelujännitteelle, kuten esitettiin LBY sähköaseman tapauksessa. Tämän lisäksi tarvitaan asemalle myös uusi 30/20 kV päämuuntaja sekä 20 kV kiskostot ja katkaisijat. Yksinään nämä muutokset eivät poista sitä tosiasiaa, että BRO sähköasema on edelleen pelkästään yhden 30 kV syöttöyhteyden varassa.

Mikäli uusi varayhteys aseman itäpuolelle rakennetaan ja LBY jännitevaihto toteutetaan ennen BRO sähköaseman jännitteenvaihtoa, on mahdollista tuoda kaikki syötettävät lähdöt ulkoa sisälle päin, jonka jälkeen muutostyöt asemalla suoritetaan kerralla 20 kV jännitetasoon. Tällainen muutos kuitenkin edellyttää melko nopeaa toteutusaikataulua koska se luo haasteita verkon käyttöön sekä epävarmuutta olemassa olevien rengasyhteyksien käytössä.

Kaikista järkevimpään kokonaisratkaisuun päästään näiden kahden yhdistelmällä. Rakentamalla uusi yllä esitetty 20/10 kV varasyöttöyhteys saadaan verkon häiriötilanteiden sietokyky niin hyvälle tasolle, että jännitevaihdon näkökulmasta muutokset voidaan jättää odottamaan LBY aseman jännitevaihdon valmistumista. Tämän jälkeen siirretään LBY aseman pihalle tilapäisesti asennettu, jännitevaihdon jälkeen vapautuva katkaisija-asema BRO sähköaseman yhteyteen. Tilapäiseen katkaisija-asemaan käännetään lähdöt BRO-03, BRO-05 ja BRO-02. Lähdölle BRO-06 suoritetaan tämän jälkeen jännitevaihto viehteen LBY sähköaseman lähdön LBY-J04 kautta (Kuva 11). Kuvassa punaisella viivalla on rajattu kohta, johon asti jännitevaihto toteutuu LBY asemalle tehtävien muutosten aikana, jotta saadaan rengasyhteys muodostettua LBY aseman lähtöjen välille. Loppuosa lähdöstä BRO-06 voidaan pitää osana LBY sähköaseman syöttöaluetta sen aikaa, kun BRO sähköaseman kiskot, katkaisijat sekä päämuuntaja saadaan uusittua 20 kV jännitetasoon.

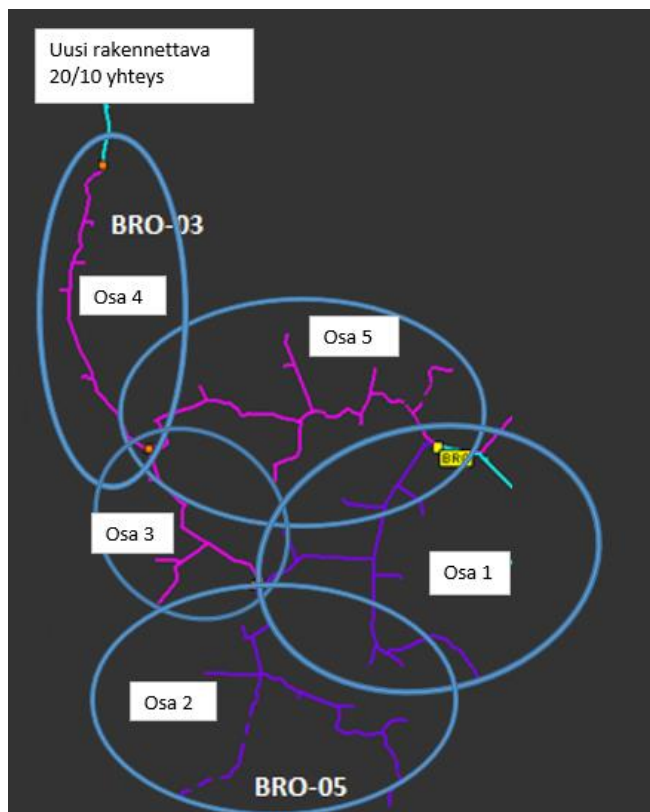


Kuva 11 BRO sähköaseman itäpuolen verkko, joka muutetaan 20 kV jännitteelle LBY-j04 ja LAP-K03 kautta. Punaisella viivalla rajattu kohta mihin asti jännite vaihtuu 20 kV LBY sähköasemalle tehtävän jännitevaihdon johdosta. Punaisella on kuvassa ympyröitynä HEMD kauko-ohjattava erotinasema.

Lähtö BRO-02 on toimitusvarmuusinvestoinnin yhteydessä tällä hetkellä alkuosalta pääosin maakaapeloitu. Muuntajakoneina maakaapeloinnin yhteydessä on käytetty väliotto-kytkimellisiä muuntajakoneita, joten lähdön alkuosan siirtäminen 20 kV jännitetasoon on helppoa. Tässä yhteydessä luonnollinen jakoraja muutosten jälkeen muodostuu merikaapelin LAP aseman puoleiselle HEMD kauko-ohjattavalle erotinasemalle, joka on kuvassa

ympyröitynä punaisella (Kuva 11). Erityishuomiota vaatii tämän lähdön yhdessä muuntopiirissä oleva 1 kV osuus, joka tulee huomioida vaihdettavia muuntamokoneita tilattaessa. suunnittelun yhteydessä on varmistettava muuntajakoneen toimitusaika, sillä tämän tyyppin muuntajakoneet eivät kuulu tällä hetkellä vakiona tilattaviin muuntajakoneisiin. Lähdölle tehtävät muutokset kannattaa kuitenkin jättää asemalle tehtävistä muutoksista viimeiseksi, jolloin voidaan säilyttää toiminnassa mahdollisimman pitkän ajan 10 kV varayhteys LAP sähköaseman verkkoon.

BRO sähköaseman itäpuolen lähtöjen jännitevaihto kannattaa jakaa 5 eri alueeseen ja toteutettavaan projektiin kuten kuvassa (Kuva 12) on esitetty. Tässä esityksessä on oletettu, että uusi vara yhteys Lounais-Suomen verkkoalueen puolelle rakennetaan ennen jännitevaihdon toteuttamista. Samoin tässä vaiheessa on BRO sähköasemalle tehty muutostyöt valmiita.



Kuva 12 BRO sähköaseman itäpuolen jakeluverkko, joka on jaettuna 5 toteutus osakokonaisuuteen.

Suoritettaessa jännitteenvaihto edellä esitettyssä järjestyksessä 1-5 pystytään kaikista parhaiten säilyttämään verkon korvattavuus niin vikatilanteissa kuin rakentamisen aikana jännitteenvaihdon edetessä. Aluksi korvataan BRO-J05 kokonaisuudessaan BRO-J03 kautta ja siirretään syöttö asemalla 20 kV jännitetasoon. Siitä eteenpäin voidaan pala kerrallaan edeten muuttaa osa 1 kokonaisuudessaan 20 kV jännitteelle. Tässä vaiheessa on siis vielä mahdollista syöttää osien 2-5 verkkoa, joko sähköasemalta tai vikatilanteessa tarvittaessa uuden varayhteyden kautta.

Osan 2 muutoksessa joudutaan verkkoa tilapäisesti syöttämään varavoimakoneen kautta sillä olemassa olevien haarojen ollessa harvaanasuttua maaseutuverkkoa alueelle ei ole kannattavaa rakentaa rengasverkkoyhteyttä.

Kun tämän jälkeen osat 3 ja 4 on saatu muutettua pala kerrallaan 20 kV jännitteelle, voidaan Bromarvin kärkeen rakennetusta yhteydestä poistaa 20/10 kV muuntaja, jolloin saadaan korvaava varayhteys palautettua osiin 1-4.

Alueella parhaillaan suoritettavien toimitusvarmuusinvestointien yhteydessä on osakokonaisuuden 5, runkojohto 70 % maakaapeloitu sekä kaikissa projektin aikana uusituissa muuntamoissa on asennettuna muuntajakoneet, jotka voidaan siirtää väliottokytkimellä 20 kV jännitetasoon. Nämä muutokset nopeuttavat huomattavasti tämän osakokonaisuuden käyttöönottoa ja tekevät siitä muutenkin erittäin säävarman ja osaltaan siitä syystä jännitteenvaihto on järkevää toteuttaa juuri tässä järjestyksessä.

4.5 SNA sähköaseman verkko

SNA sähköasema on hyvin samankaltainen rakenteeltaan kuin LBY. Sähköasemalla on käytössä tällä hetkellä 110/20/10 kV, 16 MVA päämuuntaja. Myös kiskostot sekä katkaisijat ovat rakennettu valmiiksi jännitevaihtoa ajatellen ja soveltuvat suoraan käännettäväksi 20 kV jakelujännitteelle. Tämä tarkoittaa sitä, että muutos on toteutettavissa sähköaseman osalta suhteellisen pienin toimenpitein. Sähköasemalle tulee 110 kV lisäksi myös 30 kV syöttö ja asemalla on 30/10 kV, 10 MVA muuntaja myös käytössä.

Sähköasema syöttää tällä hetkellä viittä lähtöä, jotka SNA-J08 lukuun ottamatta syöttävät harvaan asuttua maaseutua sekä saaristoaluetta. Kaapelointi aste SNA sähköasemalla on noin 22 %, joka pääasiassa muodostuu saarien välillä olevista merikaapeliyhteyksistä. Taulukossa on esitetty verkon nykytilaa (Taulukko 5). Verkko on keski-ikänsä samaa ikäluokkaa alueen muun 10 kV jakeluverkon kanssa.

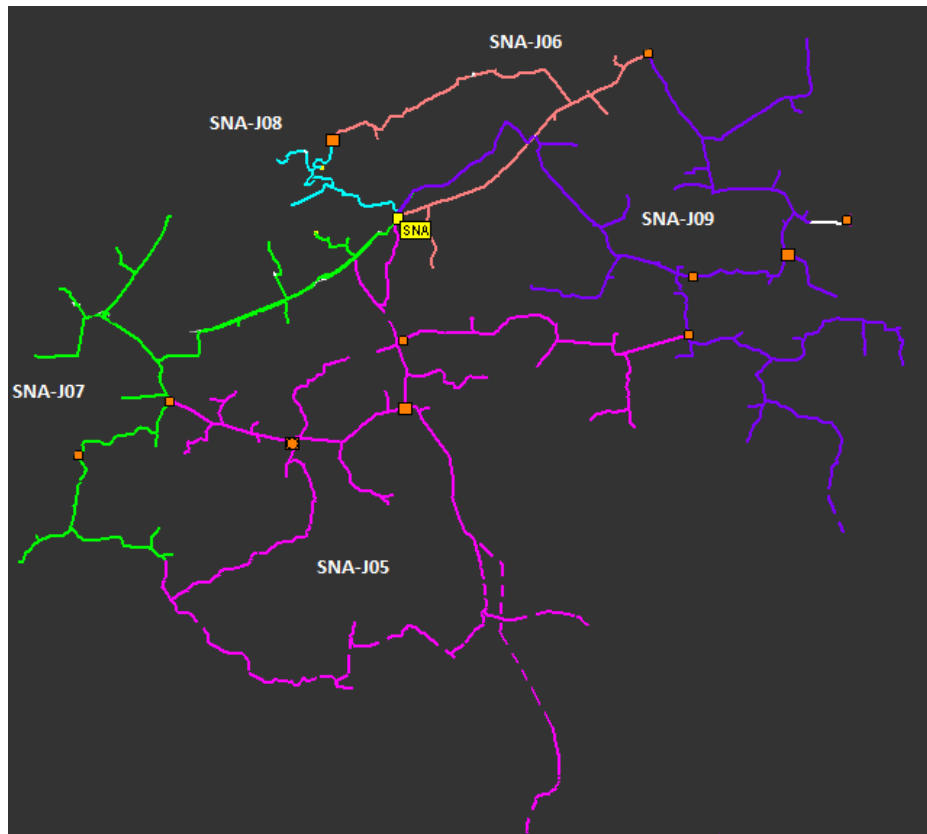
Lähtö	Muuntamot/kpl	Muuntajan keskikoko/ kVA	Ilmajohdon pituus/ km	Maakaapelin pituus/ km	KJ-ilmajohdoverkon keski-ikä, a	Liittymät/ kpl
SNA-J05	52	75,8	35,6	28,2	33,4	586
SNA-J06	14	78,6	15,7	0,4	34,1	130
SNA-J07	26	69,8	30,6	1	31,3	315
SNA-J08	11	292,3	1,5	5,4	21,3	229
SNA-J09	53	74,3	47	2,2	30,6	671
yhteensä	156	118,16	130,4	37,2	30,14	1931

Taulukko 5 Taulukossa on esitettynä taustatietoa SNA sähköaseman verkosta. Tiedoista on suodatettu pois kaikki yksittäiset komponentit, joista ei ole saatavilla ikätietoja.

Toimitusvarmuusinvestoinnit alueelle tehdään verkon ikä sekä vikatiheydet huomioiden. Näissä investoinneissa tullaan lähivuosina muuttamaan osia 10 kV verkosta ilmajohdoista kaapeliverkkoon. Rakentamisessa käytetään 20 kV jännitteelle sopivia komponentteja ja

kolmikäämimuuntajia jotka voidaan väliottokytkimen asentoa vaihtamalla siirtää 20 kV jännitetasoon.

SNA sähköaseman verkko rajoittuu itäpuolelta, olemassa olevaan 20 kV verkkoon lähtöjen SNA-J09 ja SNA-J06 kautta. Pohjoispuolella lähdöt SNA-J06 ja SNA-J08 rajoittuu Tammisaaren Energian jakelualueeseen. Itäpuolelta on yhteys viereisen LAP sähköaseman 10 kV jakeluverkkoon lähdön SNA-J07 kautta. Kuvassa on SNA sähköaseman verkko lähdoittain esitettynä (Kuva 13).



Kuva 13 Kuvassa on SNA sähköaseman verkko lähdoittain esitettynä.

Suurimmat haasteet SNA verkon alueella tulevat lähdön SNA-J09 korvaustilanteissa. Jo normaalissa käyttötilanteessa verkostolaskentalaskenta näyttää hieman alle 8 % jännitealenemaa saaristoa kiertävillä merikaapeliosuuksilla. On myös havaittu, että pahimmissa tapauksissa asetettaessa aseman katkaisijoita korvaustilanteissa toimiaan riittävän nopeasti, ovat virrat lähdöllä kasvaneet suojauksen näkökulmasta liian suuriksi. Tämä on saanut katkaisijan laukeamaan ilman todellista vikatilannetta. Nämä ongelmat tulevat poistumaan alueella tehtävän jännitevaihdon myötä.

4.5.1 SNA sähköaseman verkon jännitevaihdon käytännön toimenpiteet

SNA sähköaseman verkkoon tehtävät muutokset noudattavat samaan kaavaa kuin LBY asemalle tehtävät muutokset. Koska SNA asemalla on käytettävissä myös 30 kV jännite-taso, voidaan toimia samoin kuin LBY sähköaseman tapauksessa. Aluksi käännetään 30 kV päämuuntaja syöttämään aseman yhteyteen tilapäisesti asennettavaa katkaisija-ase-maa ja muutetaan 110/20/10 päämuuntaja kiskostoineen 20 kV jännitetasoon. Koska SNA asemalla on vähemmän lähtöjä kuin LBY asemalla, voidaan tilapäisasennuksessa hyödyntää samoja komponentteja. Tämä on toki mahdollista ainoastaan siinä tapauk-sessa, että projektien aikataulutusta tehdään järkevästi ja LBY jännitevaihto saatetaan ko-konaisuudessaan valmiiksi asti.

Ennen itse sähköasemalle tehtäviä muutoksia on lähtö SNA-J06 järkevää muuttaa 20 kV jakelujännitteelle olemassa olevasta verkosta päin. Sähköasemalle tehtävien muutosten yhteydessä käännetään lähdön syöttö suoraan uuteen jännitetasoon. SNA-J06 sekä säh-köasemalle tehtävät muutokset ovat alueen jännitevaihdon ensimmäinen projektikoko-naisuus näkyen kuvassa keltaisella katkoviivalla ympyröitynä (Kuva 14).

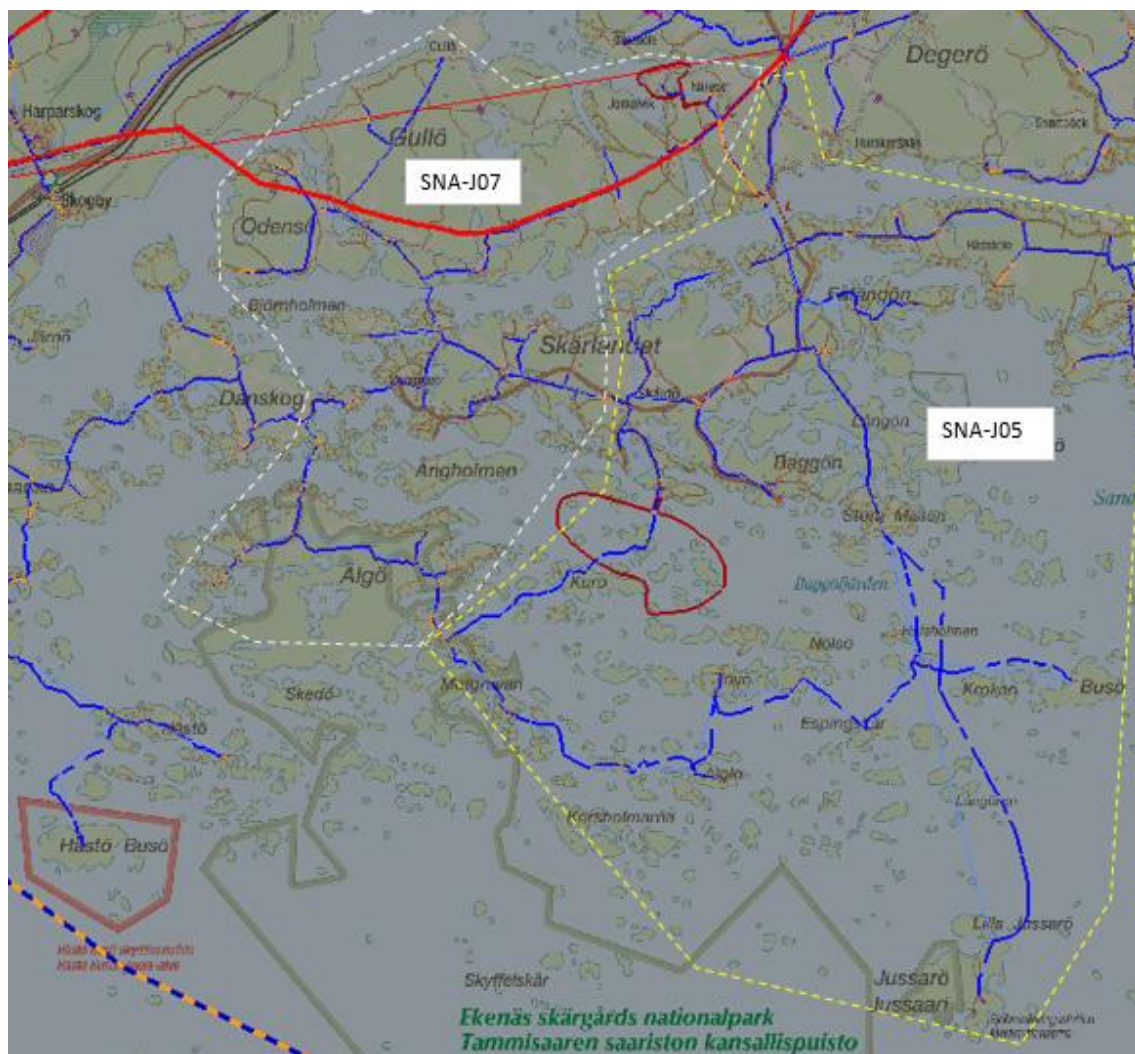


Kuva 14 Kuvassa esitettyä SNA sähköasemalle suoritettavan jännitevaihdon 4 ensimmäistä projektikokonaisuutta ympyröitynä erivärisin katkoviivoin.

Kuvassa (Kuva 14) harmaalla ympyröity osuus on erotettu omaksi osakokonaisuudeksi, jotta saadaan parannettua 20 kV verkon rengasyhteyksiä. Kun rengasyhteys 20 kV puolella on saatu kuntoon, on seuraavana vuorossa lähtö SNA-J08. Kuvassa lähtö on näkyvillä vihreällä katkoviivalla ympyröitynä. SNA-J08 rengasyhteys menetetään samassa yhteydessä kun lähtö SNA-J06 käännetään 20 kV jakelujännitteelle. Lähtö on pääasiassa maakaapeliverkkoa ja siksi ei niin herkkä ilmastollisille häiriöille. Alue on kuitenkin SNA sähköaseman ainoa taajama-alue ja siksi on tärkeää saada varasyöttö lähdön SNA-J06 kautta kuntoon mahdollisimman pian. On kannattavaa tehdä jo kilpailutusvaiheessa sekä aikataulua laadittaessa selväksi, että SNA-J08 lähdön maastosuunnitelmat ja toteutusaiakataulu on tehtynä valmiiksi ennen kuin jännitevaihtoa sähköasemalla aletaan suorittamaan.

Loput lähdön SNA-J09 jännitteenvaihdosta tulee suorittaa seuraavana. Tällä osuudella, kuvassa (Kuva 14) ympyröitynä punaisella katkoviivalla, on tällä hetkellä suurimpia ongelmia jännitteenaleneman kanssa. Alueen päässä olevalle saaristo-osuudelle, kuvassa mustan katkoviivan eteläpuolelle, kannattaa jännitevaihto suorittaa tässä vaiheessa olemassa olevan 20 kV verkon kautta ja sen jälkeen edetä pala kerrallaan asemalle päin.

SNA sähköaseman eteläpuolella oleva lähtö SNA-J05, joka on kuvassa (Kuva 15) ympyröitynä keltaisella katkoviivalla on järkevää jättää SNA sähköaseman jännitevaihdossa viimeiseksi osioksi. Lähtö on tällä hetkellä suurimmaksi osaksi itsenäinen rengasverkko, jonka korvaaminen 10 kV jännitetasossa on muiden lähtöjen kautta hankalaa. Lisäksi lähtö on harvaan asuttua saaristoaluetta, jonka asiakasmäärä sekä kuormitusaste saadaan vikatilanteessa rajattua rengasyhteyden ansiosta pieniksi.



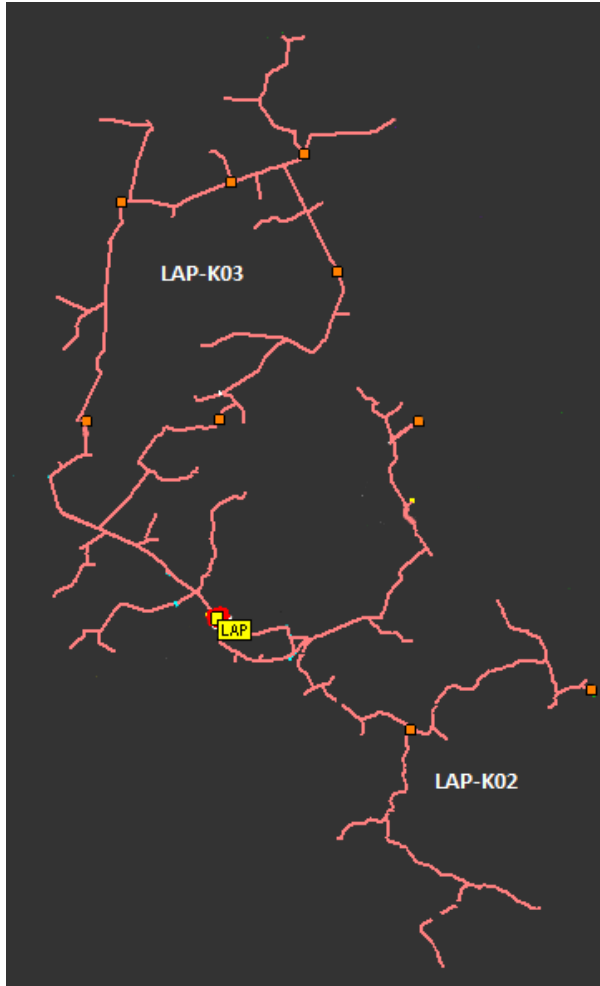
Kuva 15 Kuvassa on esitettyä SNA sähköasemalle tehtävän jännitevaihdon osakokonaisuudet lähdöille SNA-J05 ja SNA-J07.

Kun suoritetaan jännitevaihto aluksi lähdölle SNA-J07, joka on ympyröitynä kuvassa (**Virhe. Viitteen lähdettä ei löytynyt.**) harmaalla katkoviivalla, voidaan SNA-J05 tämän jälkeen vyöryttää pala kerrallaan 20 kV jännitetasoon lähdön SNA-J07 kautta asemalle päin.

SNA-J07 on yhteydessä viereiseen LAP sähköasemaan ja se voidaan syöttää tätä kautta aina SNA asemalle asti. Siksi on mahdollista lähteä viemään tämän lähdön jännitevaihtoa asemalta ulospäin. On kuitenkin huomioitava, että lähtöön SNA-J07 suoritettava jännitevaihto eristää lähdön SNA-J05 omaksi erilliseksi kokonaisuudekseen. Siksi ennen SNA-J07 jännitevaihdon aloittamista on syytä edellyttää, että SNA-J05 maastosuunnitelmat ja aikataulutus on valmiina. Näin ollen pystytään jännitevaihto lähdöllä SNA-J05 aloittamaan heti lähdön SNA-J07 jännitevaihdon valmistumisen jälkeen.

4.6 LAP sähköaseman verkko

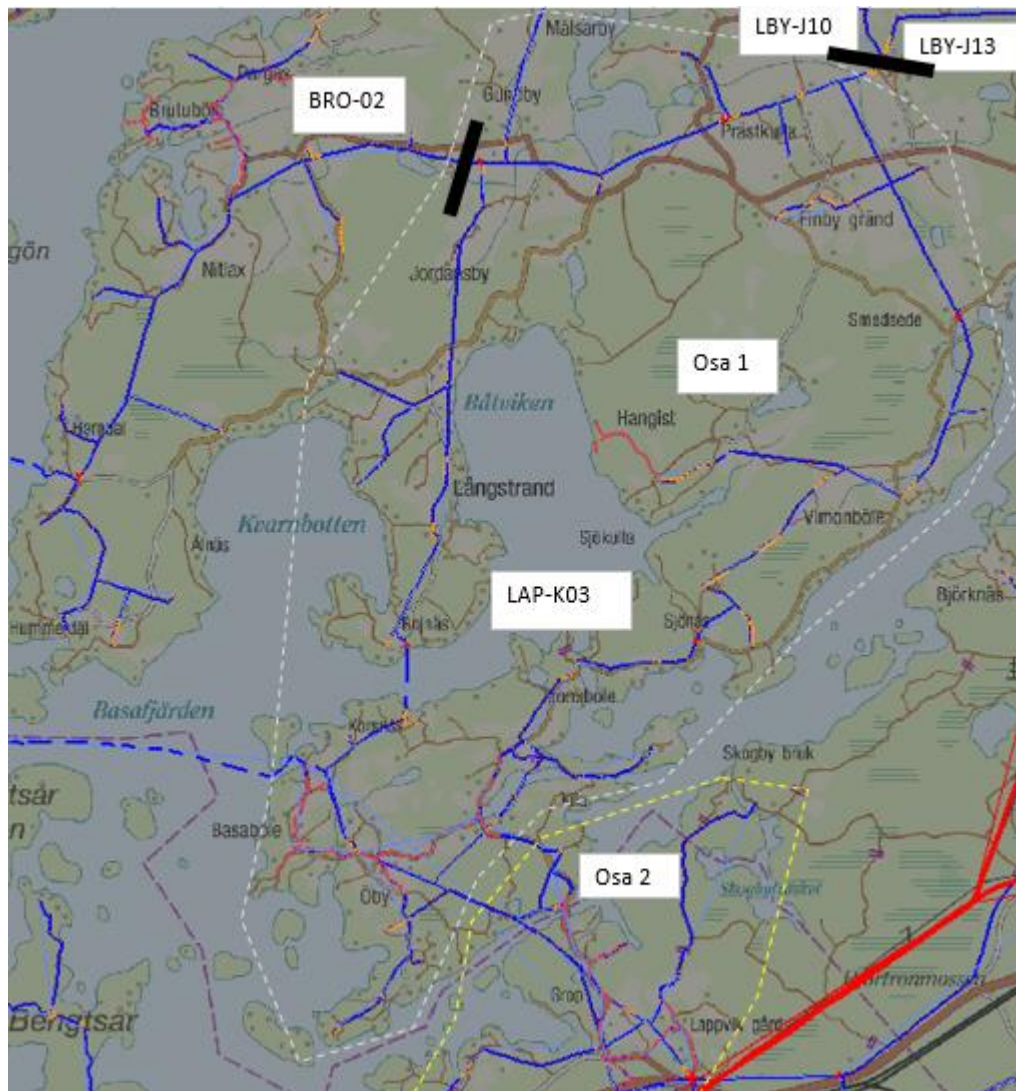
LAP sähköasemaa syöttää tällä hetkellä pelkästään 30 kV verkko. Sähköaseman kaksi 10 kV lähtöä ovat tällä hetkellä korvattavissa kokonaisuudessaan LBY ja SNA sähköasemien kautta. Kuvassa (Kuva 16) on esitetty LAP sähköaseman verkko lähdöittäin.



Kuva 16 Kuvassa on LAP sähköaseman verkko lähdöittäin esitettyinä.

LAP sähköasema tulee viimeisenä kohteena jännitevaihdon piiriin, lähinnä sijainnista johtuen. Jännitevaihdon valmistuttua LBY ja SNA sähköasemien osalta LAP sähköasemaa ympäröivä verkko muuttuu kokonaisuudessaan 20 kV jakelujännitteelle. Tämän jälkeen tuodaan pala kerrallaan 20 kV jännite ulkoa päin kohti asemaa.

Lähdön LAP-K02 alun taajamaosuudella suoritetaan toimitusvarmuusinvestointia, taajama-alue kaapeloidaan ja kaapeloinnin rajalle asennetaan kauko-ohjattava katkaisijasele saaristoon SNA sähköasemalle päin menevän sekä pohjoiseen LBY sähköasemalle menevän haaran risteyskohtaan (Kuva 17). Tällä osuudella käytetään muuntajakoneita ja komponentteja, jotka voidaan väliottokytkimen asentoa muuttamalla siirtää 20 kV jännitetasoon. Kyseinen projekti tulee valmistumaan ennen jännitevaihdon aloittamista. Tämä



Kuva 18 Kuvassa on esitetty LAP-K03 lähdön yhteydet ympäröiviin sähköasemiin sekä jännitevaihdon toteuttamiseen kaksi osakokonaisuutta. Harmaalla katkoviivalla on ympyröity projektin osa 1 ja keltaisella katkoviivalla on ympyröity osa 2.

Lähdölle tehtävä jännitevaihto on järkevää jakaa kahteen osakokonaisuuteen. Osa 1 muodostaa valmistuttuaan rengasyhteyden verkkoon mikä osaltaan helpottaa verkon käyttötalannetta ja on luonnollinen kohta omaksi kokonaisuudeksi. Osa 2 alueelle kohdistuu tällä hetkellä kaapelointiprojekti. Projektissa käytetään 20 kV jännitteelle soveltuvia komponentteja. Kaapelointi lisää osakokonaisuuden säävarmuutta huomattavasti ja ei ole siksi niin kiireellinen muutostyö, joten se voidaan pitää omana osakokonaisuutena.

Kun molemmille lähdöille on jännitetaso vaihdettu asemalle asti, voidaan suorittaa muutokset itse sähköasemalle. Näillä järjestelyillä ei tarvitse asentaa mitään väliaikaisia rakennelmia sähköaseman alueelle, vaan vaadittavat muutokset voidaan tehdä olemassa oleviin rakennuksiin. Tämä on hyvä myös luvituksen kannalta, sillä LAP sähköaseman alueella ei ole tällä hetkellä tilaa ylimääräisille tilapäisille rakennelmille, kuten kuvasta voimme todeta (Kuva 19).



***Kuva 19** Kuva LAP sähköasemasta. Ilmajohtorakenteet on purettu aseman seiniltä. 30 kV syötöt tulevat asemalle maakaapelina ja jatkuvat ilmajohtoina molemmiin puolin Sähköasemaa.*

4.7 Millä aikataululla jännitevaihto kannattaa suorittaa

Aikataulullisesti jännitteenvaihto voidaan suorittaa täysin halutulla ja ennakkoon suunnitellulla aikajänteellä. Verkon mitoituksen kannalta ei alueella lähitulevaisuudessa tulla kohtaamaan ongelmia tai niin suurta kasvua, että niiden vuoksi pitäisi ryhtyä jännitteenvaihtoon. Verkkoon tehtyjen analyysien perusteella jännitteenaleneman sekä korvaustilanteiden hallinnan näkökulmasta erottuu muutamia kohteita jotka tarvitsevat pikaista huomiota.

Tärkeimpinä yksittäisinä projekteina alueella on saattaa ORS sähköaseman aloitettu jännitteenvaihto loppuun sekä luoda varayhteys BRO sähköasemalle Lounais-Suomen verkkoalueen puolelta. Nämä muutokset on mahdollista suorittaa jo kuluvan vuoden aikana, jolloin saavutetaan merkittävä parannus alueen 10 kV jakeluverkon tilaan.

Kokonaisuutena, edellä mainitut toimenpiteet poisluettuna, verkon muutostoimet voidaan jakaa neljään suurempaan kokonaisuuteen sähköasemakohtaisesti. Tässä työssä esitetty järjestys jännitevaihdolle voidaan muokata tarvittaessa seuraamaan tarkemmin toimitusvarmuusinvestointeja. Tämän kaltaisessa pitkän aikavälin suunnittelussa ei voida ottaa tarkemmin kantaa projektien verkostosuunnitteluun toteutumisaikatauluihin. Mikäli halutaan käyttää samoja komponentteja tilapäisasennuksissa, vaikuttaa tämä toteutusaikatauluun.

Realistisena tavoitteena voisi ajatella yhden sähköaseman muuttamista 20 kV jännitetasoon vuodessa. Näin pystytään varmistamaan osakokonaisuuksien valmistuminen aina sellaiseen pisteeseen, että siitä on mahdollisimman vähän haittaa verkon normaalissa käyttötilanteessa. Näissä projekteissa ei todennäköisesti tulla törmäämään luvituksesta johtuviin ongelmiin sillä muutokset kohdistuu pääasiassa jo olemassa oleviin verkon rakenteisiin. On kuitenkin tärkeää suunnitella projektit maastossa aina valmiiksi siihen pisteeseen asti, että rakentaminen voidaan viedä läpi yhtenä kokonaisuutena.

Jännitteenvaihdon kaltaisissa hankkeissa on myös olennaista ottaa huomioon luonnonilmiöiden vaikutus tämän kaltaisiin projekteihin. Tavoitteena olisi pyrkiä välttämään töiden toteutusta syksy- ja talviaikaan, jolloin myrskyjen todennäköisyys on suurempi. Tällöin myös korvaavien yhteyksien sekä rengasverkkojen toimivuus korostuu. Muuntajanvaihdot aiheuttavat aina myös asiakaskeskeytyksen, joten talviaikaan sijoitettavia töitä on siksi myös syytä välttää.

5. YHTEENVETO

Tarkasteltavan alueen verkon kuormitukset sekä kasvuennusteet ovat tällä hetkellä sen suuntaiset, että niiden vaatimuksesta ei jännitteenvaihtoa tarvitse lähivuosina suorittaa. Verkon kuormitusten ollessa alueella suhteellisen pieniä jäävät jännitteenvaihdossa saavutettavat säästöt häviöenergiämäärissä niin pieniksi, ettei niillä ole ratkaisevaa roolia jännitteenvaihdon toteutuksessa. Myöskään jännitteen laadussa ei normaaleissa käyttötilanteissa ole alueella pääasiassa ongelmia. Jännitteenalenema korvaustilanteissa muodostaa suurimmat haasteet olemassa olevassa 10 kV verkossa.

2013 voimaan astunut uusi Sähkömarkkinalaki velvoittaa verkkoyhtiöt parantamaan huomattavasti sähkön jakelun toimitusvarmuutta. Laki edellyttää, että haja-asutusalueilla pois lukien vapaa-ajan asunnot ei saa siirtymäajan jälkeen esiintyä yli 36 tunnin tai taajamissa yli 6 tunnin sähkökatkoksia. Suurimmat hyödyt jännitteenvaihdon puolesta löytyvätkin toimitusvarmuuden parantumisesta uusien varayhteyksien muodostumisen myötä ympäröivään 20 kV jakeluverkkoon. Alueellisessa vikavarastossa pidettävien eri komponenttien määrä tulee myös merkittävästi pienenemään. Tällä saavutetaan säästöjä varastoon kiinni sidotun pääoman sekä varastotilojen fyysisen tilantarpeen pienentymisessä

Tärkeimpinä kohteina tarkasteltavan Länsi-Uudenmaan jakeluverkon alueella on saattaa ORS sähköaseman jo aloitettu jännitteenvaihto loppuun sekä luoda uusi varayhteys BRO sähköaseman ja Luonais-Suomen verkkoalueen välille. Jo yksin näillä toimenpiteillä pystytään parantamaan alueen 10 kV jakeluverkon tilaa merkittävästi sekä tarvittaessa lykkäämään laajempaa jännitevaihdon aloittamista alueella.

Teknisesti on mahdollista toteuttaa jännitteenvaihto koko tälle alueelle jopa 5 vuoden kuluessa. Koska alueen jakeluverkko on jo tällä hetkellä suurimmaksi osin soveltuva 20 kV jakelujännitteelle, ei ole tarkoituksen mukaista suorittaa samassa yhteydessä muita verkonparannustoimia. Tällainen menettely helpottaa projektikokonaisuuden aikataulutusta ja hallintaa. Koska jännitevaihto vaikuttaa alueen verkon syöttö- ja korvaustilanteisiin merkittävästi on kokonaisuuden kannalta järkevää hoitaa jännitteenvaihto omana projektikokonaisuutena. Muut verkon investoinnit, johtuen verkon ikääntymisen vaatimista uudistuksista tai toimitusvarmuuden parantamisesta, voidaan alueella toteuttaa normaalin pitkäntähtäimen suunnitelman mukaisesti.

Kun jännitteenvaihtoprojektia viedään eteenpäin, on se järkevää toteuttaa sähköasema kerrallaan. Tällöin pystytään uusiokäyttämään useammalla asemalla jännitteenvaihdon toteuttamiseksi hankittavia tilapäisiä komponentteja. Näin saadaan myös kokonaistilanne pysymään paremmin kontrollissa ja voidaan saattaa osakokonaisuuksia loppuun asti halutussa laajuudessa.

Kun koko 10 kV verkkoalue on saatu muutettua 20 kV jakelujännitteeseen, on varayhteyksien luonti aluetta ympäröivään 20 kV verkkoon helpompaa, verkon korvaus tilanteet paranee, vikavaraston komponenttien määrä pienenee, verkon häviöt vähenevät, jännitteen laatu paranee sekä kuormitettavuus kasvaa. Kaiken kaikkiaan jännitteenvaihto palvelee suurelta osin niitä toimenpiteitä ja tarpeita, mitä verkkoyhtiöltä vaaditaan verkkonsa kehittämiseen ja asiakkaiden sähkönlaadun sekä toimitusvarmuuden parantamiseen.

Jakelujännitteen nosto parantaa myös osaltaan verkon kykyä ottaa vastaan nykypäivänä vahvasti kasvussa olevaa hajautettua tuotantoa. Tämä jakeluverkon osa sijoittuu suurelta osin rannikkoalueelle, joten tuulivoiman lisääntyminen alueelle on melko todennäköistä. Se missä laajuudessa tuotantoa tulevaisuudessa tulee liittymään verkkoon määrittelee tarvittavat toimenpiteet. Jakelujännitteen nosto kuitenkin parantaa osaltaan merkittävästi valmiuksia hajautetun tuotannon liittymiseksi verkkoon.

5.1 Työn arviointi

Tarkasteltavan verkon laajuus loi oman haasteensa tämän diplomityön toteuttamiseen. Varsinaisesti yhtä ainoaa oikeaa vaihtoehtoa jakelujännitteen nostolle on lähes mahdoton löytää ja erilaisia toteutustapoja on kymmeniä. Verkossa myös tapahtuu jatkuvasti muutoksia esimerkiksi toimitusvarmuuteen liittyvien projektien muodossa. Näiden muutoksien vaikutus pystyttiin kuitenkin rajaamaan minimiin sillä näissä projekteissa käytetään pääasiassa, joka tapauksessa 20 kV jakelujännitteelle soveltuvia komponentteja. Tilapäisesti kaikki verkkoon tehtävät projektit vaikuttavat jakeluverkon käyttötilanteeseen. Tarkasteluissa luotiin verkkotietojärjestelmään tyypillistä käyttötilannetta kuvaava tilanne, jonka perusteella suunnitelmat toteutettiin.

Työalueen jakaminen eri vaiheiden osakokonaisuuksiin oli haastavaa, koska mitään varsinaisesti lukkoon lyötyä aikataulua tai budjettia jännitevaihdon toteutumiseksi ei ollut työtä tehtäessä määriteltynä. Eri työvaiheiden rajaukset onkin tehty suurimmaksi osin teknisistä perusteista. Silti on pyritty löytämään sellaisia kokonaisuuksia, että jännitevaihdon pystyy tarvittaessa keskeyttämään vaikka pidemmäksikin aikaa eri osakokonaisuuksien valmistuttua. Nämä rajaukset on pyritty myös luomaan siten, ettei siitä aiheudu verkon käytölle kohtuuttoman suurta haittaa esimerkiksi korvaustilanteiden hallinnassa.

Työn alussa Caruna otti käyttöön uuden Trimple Nis verkkotietojärjestelmän. Uuden järjestelmän opettelu ja ohjelmalle tyypillisten niksien hallitseminen otti luonnollisesti oman aikansa. Totuttelua vaati myös aikaisemmin käytössä olleeseen Power Grid verkkotietojärjestelmään verrattuna vähemmän graafinen laskentatulosten esitystapa. Toisaalta esimerkiksi korvaustilanteiden laskenta sekä verkon eri syöttötilanteiden luominen onnistui Trimple Nis järjestelmällä todella helposti.

Loppujen lopuksi työssä pystyttiin luomaan hyvä kokonaisuus jännitevaihdon toteuttamiseksi tarkastelualueella. Työssä on myös esitetty muutamia, tilapäiseksi tarkoitettuja

ratkaisumalleja sekä ehdotuksia verkon käyttövarmuuden parantamiseksi. Toki alueelle olisi ollut vielä mahdollista lähteä radikaalimmin kehittämään erilaisia vaihtoehtoja 10 kV jakelujännitteen korvaamiseksi alueella esimerkiksi tasajänniteratkaisuilla, mutta tämän kaltaiset toteutukset eivät nyt varsinaisesti kuuluneet tämän työn ydinalueeseen (Nuutinen, 2015).

LÄHTEET

Caruna HSE työturvallisuuskoulutus (2015), sisäinen koulutusmateriaali.

Caruna korvaukset sähkökatkoista (2016), saatavilla <https://www.caruna.fi/korvaukset>.

Energiaviraston dokumentti (2015), Ensimmäinen versio suuntaviivoista valvontamenetelmiksi 2016-2023, saatavilla: <https://www.energiavirasto.fi/suuntaviivat-valvontamenetelmiksi-2016-20231>.

Energiavirasto Liite 1, (2013), Liite 1 – Valvontamenetelmät sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioimiseksi 1.1.2012 alkavalla ja 31.12.2015 päättyvällä kolmannella valvontajaksolla, saatavilla : https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Liite+1_Valvontamenetelm%C3%A4t_s%C3%A4hk%C3%B6n+jakeluverkkotoiminta+ja+suurj%C3%A4nnitteisen+jakeluverkkotoiminta_+29112013.pdf/d4af0d5b-c584-409f-b881-2185fea25e20.

Energiateollisuus ry, Keskeytystilasto 2013, Versio: 2014-06-09 11:57:51.275, Helsinki 2014.

Erkki Lakervi, Jarmo Partanen (2008), Sähkönjakelutekniikka, Hakapaino 2. uudistettu painos, Helsinki 2009.

Erkki Tiippana, Sähköverkkoyhtiön 10 kV keskijänniteverkon kehittämissuunnitelma, Tampereen Teknillinen Yliopisto, diplomityö (2012).

Finlex 2013, Sähkömarkkinalaki, (588/2013), saatavilla: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>.

Head Power (2015), Head Power työturvallisuusohjeistus, T4-125-1 Jakelumuuntajien jännitteiseksi kytkeminen.

Jarmo Elovaara, Liisa Haarla (2011), Sähköverkot I, Gaudeamus Helsinki University Press / Otatieto.

Juha Setälä, Paperitehtaan 20 kV verkko-osuuden syötön muuttaminen, Tampereen ammattikorkeakoulu, tutkintotyö, (2005).

Järventausta, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J. & Viljainen, S., Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. Tampereen teknillinen yliopisto & Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2005.

Lars-Christian Bärlund (2003), Från Lojo Elektricitets Ab till Lojo El Ab.

Nord Pool Spot (2014), Elspot Prices_2014_Monthly_EUR, saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/>

Pasi Nuutinen (2015), Power Electronic converters in lowvoltage direct current distribution analysis and implementation. Lappeenranta teknillinen yliopisto, Yliopistopaino 2015. Saatavilla: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-265-891-3>.

Pekka Verho, Janne Strandén, Veli-Pekka Nurmi, Antti Mäkinen, Pertti Järventausta, Olli Hagqvist, Jarmo Partanen, Jukka Lassila, Tero Kaipia ja Samuli Honkapuro, Nykyisen valvontamallin arviointi – suurhäiriöriski (2010), saatavilla: https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde_34_TUTLUT_Suurhairioriski_2010.pdf/64fb65e2-ff88-42fd-b19c-f23b0bd284db?version=1.0

Tekninen ohje - sähkönjakeluverkon suunnitteluperiaatteet, Vierimaa Pekka, 2012. Ei julkinen asiakirja.

LIITE B: SÄHKÖNJAKELUVERKON KOMPONENTTIEN YKSIKKÖHINNAT 2015

Muuntamot	Yksikkö		Yksikköhinta euroa
1-pylväsmuuntamo	kpl		5 070
2-pylväsmuuntamo	kpl		6 740
4-pylväsmuuntamo	kpl		7 760
Kevyt puistomuuntamo	kpl		9 220
Puistomuuntamo, ulkoa hoidettava	kpl		24 680
Puistomuuntamo, sisältä hoidettava	kpl		34 190
Kiinteistömuuntamo	kpl		53 900
Erikoismuuntamo	kpl		81 620
Kaapeloitu erotinasema	kpl		25 570
1 kV suojalaitteet	kpl		2 050

Muuntajat	Yksikkö		Yksikköhinta euroa
16 kVA	kpl		3 380
30 kVA	kpl		3 380
50 kVA	kpl		3 450
100-160 kVA	kpl		4 950
200 kVA	kpl		6 480
300-315 kVA	kpl		7 970
500-630 kVA	kpl		10 210
800 kVA	kpl		14 510
1000 kVA	kpl		16 490
1250 kVA	kpl		19 630
1600 kVA	kpl		19 630
20/10 kV muuntajat	kpl		252 460
10/20 kV muuntajat	kpl		255 720
45/20 kV muuntajat	kpl		280 750
20/20 kV säätömuuntajat	kpl		206 750

20 kV ilmajohtot	Yksikkö		Yksikköhinta euroa
Sparrow tai pienempi	km		20 880
Raven	km		24 760
Pigeon	km		26 730
Al 132 tai suurempi	km		30 100
Yleiskaapeli 70 tai pienempi	km		46 440
Yleiskaapeli 95 tai suurempi	km		49 200
Päällystetty avojohto 35 - 70	km		30 200
Päällystetty avojohto 95 tai suurempi	km		32 340
Muut	km		20 880

0,4 kV ilmajohtot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
AMKA 16 - 25	km	15 570
AMKA 35 - 50	km	16 800
AMKA 70	km	19 600
AMKA 120	km	22 870
Muut	km	15 570

20 kV erottimet ja katkaisijat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Johtoerotin, 1-vaiheinen huoltoerotin	kpl	320
Johtoerotin, kevyt	kpl	3 550
Johtoerotin, katkaisukammioin	kpl	5 200
Kauko-ohjattu erotinasema, 1 erotin	kpl	14 100
Kauko-ohjattu erotinasema, 2 erotinta	kpl	26 260
Kauko-ohjattu erotinasema, 3-4 erotinta	kpl	37 260
Pylväskatkaisija, kauko-ohjattava	kpl	17 270
20 kV katkaisija-asema	kpl	81 620
20/20 kV säätöasema	kpl	206 750

20 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Enintään 70 maakaapeli	km	24 660
95 - 120 maakaapeli	km	32 480
150 - 185 maakaapeli	km	38 160
240 - 300 maakaapeli	km	45 650
400 - 500 maakaapeli	km	85 420
630 - 800 maakaapeli	km	151 910
Enintään 70 vesistökaapeli	km	41 280
95 - 120 vesistökaapeli	km	43 250
150 - 185 vesistökaapeli	km	47 000
Kojeistopääte	kpl	1 270
Pylväspääte	kpl	2 390
Jatko	kpl	2 020

0,4 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Enintään 25 maakaapeli	km	7 890
35 - 50 maakaapeli	km	9 030
70 maakaapeli	km	11 790
95 - 120 maakaapeli	km	12 970
150 - 185 maakaapeli	km	19 960
240 - 300 maakaapeli	km	24 540
Enintään 35 vesistökaapeli	km	11 790

50 - 70 vesistökaapeli	km	14 380
95 - 120 vesistökaapeli	km	21 610
Vähintään 150 vesistökaapeli	km	23 050

0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Yksikköhinta
		euroa/km
Helppo	km	10 180
Normaali	km	23 240
Vaikea	km	66 390
Erittäin vaikea	km	128 990

Jakokaapit ja jonovarokeytkimet	Yksikkö	Yksikköhinta
		euroa
Haarituskaappi	kpl	670
Kaapelijakokaappi, enintään 400 A	kpl	1 400
Kaapelijakokaappi, vähintään 630 A	kpl	1 780
Jonovarokeytkin, enintään 160 A	kpl	300
Jonovarokeytkin, 250 – 400 A	kpl	440
Jonovarokeytkin, 630 A	kpl	670

45, 110 ja 400 kV johdot sekä erotinasemat	Yksikkö	Yksikköhinta
		euroa
45 kV puupylväsjohto	km	45 710
110 kV kevytrakenteinen puupylväsjohto	km	101 200
110 kV puupylväsjohto, yksi virtapiiri, yksi osajohdin	km	134 710
110 kV putkipylväsjohto, yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	km	159 850
110 kV teräsristikopylväsjohto, yksi virtapiiri	km	229 610
110 kV teräsristikopylväsjohto, kaksi virtapiiriä	km	292 720
110 kV maakaapeli, normaali olosuhde, 800 mm ² tai alle	km	457 030
110 kV maakaapeli, vaikea olosuhde, 800 mm ² tai alle	km	533 200
110 kV maakaapeli, normaali olosuhde, 1000 mm ² tai yli	km	756 280
110 kV maakaapeli, vaikea olosuhde, 1000 mm ² tai yli	km	892 300
400 kV teräspylväsjohto, harustettu	km	196 960
400 kV teräspylväsjohto, vapaasti seisova	km	348 220
45 kV erotinasema (1 erotin)	kpl	20 680
110 kV johtoerotin	kpl	25 030
110 kV kaukokäyttöinen johtoerotin	kpl	36 990
110 kV johtoaluekorvaus	km	22 850
400 kV johtoaluekorvaus	km	31 550

45 kV sähköasemarakenteet	Yksikkö	Yksikköhinta
		euroa
45/20 kV sähköasema	kpl	402 630
45 kV kentät 110 kV asemilla	kpl	215 450
+ lisäkentät	kpl	193 700

Verkkotietojärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Verkkotietojärjestelmä, perusosa	kpl	119 700
+ asiakasmäärään perustuva osa	asiakasta	6,6

Asiakastietojärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Asiakastietojärjestelmä, perusosa	kpl	75 080
+ asiakasmäärään perustuva osa	asiakasta	9,5

Mittaustieto- ja tasehallintajärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Mittaustieto- ja tasehallintajärjestelmä, perusosa	kpl	137 110
+ käyttöpaikkamäärään perustuva osa	asiakasta	6,6

Käytönvalvontajärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Käytönvalvontajärjestelmä, perusosa	kpl	299 250
+ sähköasemakohtainen lisäosa	kpl	9 800
+ erotinasemakohtainen lisäosa	kpl	2 180

Käytöntukijärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Käytöntukijärjestelmä, perusosa	kpl	21 760
+ liitettyjen järjestelmien määrään perustuva lisäosa	kpl	21 760
+ sähköasemakohtainen lisäosa	kpl	1 080
+ erotinasemakohtainen lisäosa	kpl	540

Käytönvalvontajärjestelmän viestiverkot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Viestiverkot, perusosa	kpl	89 240
+ sähköasemakohtainen lisäosa	kpl	5 440
+ kaapelimuuntamokohtainen lisäosa	kpl	760

Energiamittauslaitteet	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Paikallisesti luettavat mittarit	kpl	160
Etäluettavat mittarit (63 A ja alle)	kpl	210
Etäluettavat mittarit (yli 63 A)	kpl	760

Sähköasematontit	Yksikkö	Yksikköhinta euroa/m ²
Suurkaupunkien kaava-alueet	m ²	70,8
Muut kaava-alueet	m ²	2,7

Kaavoittamaton alue	m ²	1,4
---------------------	----------------	-----

Sähköasemarakennukset	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Suurkaupunkien kaava-alueet	kpl	859 650
Muut kaava-alueet	kpl	244 840
Kaavoittamaton alue	kpl	87 060

Sähköasemat, 110 kV päämuuntajat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
6 MVA	kpl	267 700
10 MVA	kpl	302 510
16 MVA	kpl	348 220
20 MVA	kpl	391 740
25 MVA	kpl	435 270
31,5 MVA	kpl	507 090
40 MVA	kpl	571 290
50 MVA	kpl	650 730
63 MVA	kpl	772 600
80 MVA	kpl	881 420
100 MVA	kpl	979 360
220/110 kV muuntaja	kpl	1 218 750

Sähköasemat, 110 kV kevyt sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
110 kV kevyt sähköasema	kpl	397 190

Sähköasemat 110 kV kentät, ilmaeristeinen sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Muuntajaperustus ja liitynnät ilmaeristeisellä asemalla	kpl	57 670
Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	389 570
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	248 100
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	472 270
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	330 810
Ilmaeristeinen 3-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	550 620
+ 3-kisko lisäkenttä	kpl	389 570
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (ilmaeristeinen)	kpl	67 470
+ lisäkenttä	kpl	19 150

Sähköasemat 110 kV kentät, kaasueristeinen sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Muuntajaperustus ja liitynnät kaasueristeisellä asemalla	kpl	52 230
Kaasueristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	605 020
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	363 440
Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	705 140

+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	446 160
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (kaasueristeinen)	kpl	87 280
+ lisäkenttä	kpl	31 990

Sähköasemat, 20 kV kojeistot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	21 550
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	14 040
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	32 970
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	22 090
Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	50 050
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	30 250
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (asemakohtainen)	kpl	21 550
+ lisäkenttä	kpl	6 420

Muut verkkokomponentit	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Kondensaattori 2,4 Mvar	kpl	38 950
Maasulun sammutuslaitteisto, 100 A	kpl	136 030
Maasulun sammutuslaitteisto, 100 A maadoitusmuuntajalla	kpl	149 080
Maasulun sammutuslaitteisto, 140 A	kpl	158 870
Maasulun sammutuslaitteisto, 140 A maadoitusmuuntajalla	kpl	177 380
Maasulun sammutuslaitteisto, 250 A	kpl	165 400
Maasulun sammutuslaitteisto, 250 A maadoitusmuuntajalla	kpl	193 700
Kuristin, alle 50 MVA	kpl	52 230
Kuristin, yli 50 MVA	kpl	70 730
Varavoimageneraattori, 50-110 kVA	kpl	31 550
Varavoimageneraattori, 250-350 kVA	kpl	63 110
Varavoimageneraattori, 700-1000 kVA	kpl	206 750

